

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ**

**JULIO GRUDZIEN NETO**

**ASPECTOS REGULATÓRIOS E COMPETITIVOS DA CONTRATAÇÃO DE  
USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL**

Curitiba

2013

**JULIO GRUDZIEN NETO**

**ASPECTOS REGULATÓRIOS E COMPETITIVOS DA CONTRATAÇÃO DE  
USINAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL**

Dissertação submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas da Universidade Federal do Paraná, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Políticas Públicas.

Orientador: Prof. Dr. Walter Tadahiro Shima

Curitiba

2013

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer o apoio dado pela Companhia Paranaense de Energia – Copel – que proporcionou os meios necessários para a consecução desta pesquisa e permitiu que este projeto se materializasse.

Agradeço a todo o quadro de professores do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, mas em especial a dois deles: o professor Dr. Walter Tadahiro Shima por ter acolhido e acreditado neste projeto, assim como por suas intervenções sempre pertinentes e necessárias ao longo do seu desenvolvimento e o professor Dr. Victor Manoel Pelaez Alvarez, a quem aprendi a admirar por sua dedicação e disposição ao longo das disciplinas ministradas.

Por fim, agradeço aos meus colegas de empresa, em especial à Franklin Kelly Miguel, profundo conhecedor do Setor Elétrico Brasileiro, que me auxiliou de modo determinante nesta trajetória, e também Marcio Raphael Ploszaj que, com compreensão e generosidade, assumiu grande parte de minhas responsabilidades no trabalho facilitando a conclusão desta longa jornada.

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a três pessoas que são a razão da minha existência:

À minha doce e amada Adriana, companheira de sempre e que me incentivou incansavelmente ao longo desta jornada.

À Juliana, querida filha, fonte de orgulho e inspiração.

Ao pequeno Pedro Henrique, que em todas as noites destes últimos três meses, de hora em hora, batia à porta de meu escritório e perguntava: “*Já terminou papai?!?*”

## RESUMO

Instituídos a partir de 2004, os leilões para contratação de energia elétrica representam um importante elo entre a geração e a distribuição de energia dentro do novo modelo do setor elétrico brasileiro. Através deste mecanismo, os agentes geradores disputam entre si a venda do suprimento para as distribuidoras, vencendo aquele que oferecer a energia ao menor preço. Entretanto, a despeito da institucionalização destes leilões ter proporcionado bons resultados ao setor, quando se trata da contratação de energia elétrica por fonte térmica, especialmente a gás natural, este mecanismo tem apresentado alguns desvios. Isto porque a Petrobrás, principal empresa do segmento de gás natural no país, participa destes leilões de modo verticalmente integrado, fornecendo o gás natural para quase todas as usinas ao mesmo tempo em que disputa com estas os contratos de venda de energia elétrica para com as distribuidoras. Diante disto, este estudo pretende analisar os desvios competitivos ocorridos nos últimos leilões para contratação de energia elétrica por fonte térmica a gás natural no Brasil. Para consecução desta análise, esta dissertação abordará as principais mudanças regulatórias e institucionais ocorridas nos últimos anos no setor elétrico e no setor de gás natural brasileiro, o aumento da importância da geração de energia elétrica por fonte térmica no país, os critérios econômicos envolvidos na operação do Sistema Interligado Nacional, a metodologia dos leilões para contratação de energia elétrica, e por fim, a atuação da Petrobras enquanto supridor do gás e agente concorrente nos leilões de energia em ambiente regulado.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro. Leilões de Energia em Ambiente Regulado. Geração Termelétrica. Petrobras.

## **ABSTRACT**

Established since 2004, auctions for procurement of electricity represent an important link between the generation and distribution of power within the new model in the Brazilian electricity sector. Through this mechanism, the agents generators compete with each other to sell supply to distributors, who offer winning energy at the lowest price. However, despite the institutionalization of these auctions have provided good results to the industry when it comes to the procurement of electricity by thermal sources, especially natural gas, this mechanism has shown some deviations. This is because Petrobras, the leading company in the field of natural gas in the country, participate in these auctions so vertically integrated, providing natural gas to nearly all plants while they struggle with these sales contracts for electricity with distributors. Given this, this study aims to analyze the competitive deviations occurred in recent auctions for procurement of electricity by source by thermal source in Brazil.

Thus, this dissertation will address major regulatory and institutional changes that have occurred in recent years in the energy and natural gas in Brazil, increasing the importance of electricity generation by thermal power in the country, the economic criteria involved in the operation of the Interconnected System national methodology of procurement auctions for power, and finally, while Petrobras' gas and agent supridor competitor in energy auctions in the regulated environment.

**Keywords:** Brazilian Electricity Sector. Energy Auctions on the Regulated Market. Thermal Power Generation. Petrobras.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 -	ESTRUTURA DO REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
QUADRO 1 -	CARACTERÍSTICAS DAS TRANSAÇÕES.....	44
FIGURA 2 -	MUDANÇAS ESTRUTURAIS NA INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA.....	52
FIGURA 3 -	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL A PARTIR DE 2004.....	54
FIGURA 4 -	AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	57
FIGURA 5 -	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SUBSISTEMAS E REDES DE TRANSMISSÃO EM 2013.....	66
FIGURA 6 -	ENERGIA NATURAL AFLUENTE MÉDIA DO SIN ENTRE 2003 A 2012 (MW MÉDIOS POR SUBSISTEMA).....	68
FIGURA 7 -	PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA NO SIN POR SUBSISTEMA – 2011.....	69
FIGURA 8 -	GERAÇÃO DE ENERGIA NO SIN EM MEGA WATTS MÉDIOS – ANO BASE 2012.....	70
FIGURA 9 -	CRESCIMENTO DA ENERGIA ARMAZENÁVEL MÁXIMA VERSUS CRESCIMENTO DA CARGA.....	73
FIGURA 10 -	PROBLEMA DA DECISÃO DA OPERAÇÃO.....	76
FIGURA 11 -	FUNÇÃO DE CUSTOS IMEDIATOS VERSUS FUNÇÃO DE CUSTOS FUTUROS.....	77
FIGURA 12 -	CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO.....	80
FIGURA 13 -	VARIAÇÃO DO PLD MÉDIO – MAI/2003 A MAR/2013.....	82
FIGURA 14 -	LEILÕES DE ENERGIA.....	86
FIGURA 15 -	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA.....	88
FIGURA 16 -	RELAÇÃO ENTRE OS GASTOS COM CAPITAL E OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS.....	91

FIGURA 17 - COMPOSIÇÃO DO ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO.....	94
FIGURA 18 - RELAÇÃO ENTRE GARANTIA FÍSICA, INFLEXIBILIDADE E CVU.....	103
FIGURA 19 - INTEGRAÇÃO VERTICAL E DISPUSTA DOS LEILÕES.....	105



## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 -	REGULAÇÃO ANTITRUSTE VERSUS REGULAÇÃO DE INFRAESTRUTURA.....	28
TABELA 2 -	CONTRATOS DE ENERGIA – PRAZOS DE ENTREGA E VIGÊNCIA.....	55
TABELA 3 -	COMPARATIVO DOS PRINCIPAIS FUNDAMENTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	58
TABELA 4 -	BRASIL: COMPARATIVO DOS ATRIBUTOS REGULATÓRIOS	64
TABELA 5 -	CAPACIDADE INSTALADA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) EM 31/12/2011.....	67
TABELA 6 -	CUSTO DE INSTALAÇÃO DE 1 KW DE POTÊNCIA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	74
TABELA 7 -	TIPOS DOS CONTRATOS DE ENERGIA.....	89
TABELA 8 -	USINAS PERTENCENTES À PETROBRAS (2013).....	97
TABELA 9 -	MAIORES AGENTES GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA DO SIN (2013).....	99
TABELA 10 -	USINAS PARTICIPANTES DO 12º LEILÃO DE ENERGIA NOVA (A-3).....	101
TABELA 11 -	GARANTIA FÍSICA DAS USINAS - 12º LEILÃO DE ENERGIA NOVA (A-3).....	103

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	- Agência Nacional do Petróleo
APE	- Autoprodutor de Energia
CCEAR	- Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEC	- Custo Econômico de Curto Prazo
CEEE	- Companhia Estadual de Energia Elétrica – R. Grande do Sul
CELPA	- Centrais Elétricas do Pará
CELPE	- Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais
CESP	- Companhia Energética de São Paulo
CHESF	- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMO	- Curso Marginal de Operação
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
COELCE	- Companhia Energética do Ceará
COP	- Custo de Operação
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
CVU	- Custo Variável Unitário
DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ECT	- Economia dos Custos de Transação
ENA	- Energia Natural Afluente
ENERSUL	- Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A.
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
ESCELSA	- Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
FCF	- Função de Custo Futuro
FCI	- Função de Custo Imediato
GASBOL	- Gasoduto Bolívia-Brasil
GCPS	- Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GERASUL	- Centrais Geradoras do Sul do Brasil
GF	- Garantia Física
ICB	- Índice de Custo Benefício
LEE	- Leilão de Energia Existente
LEN	- Leilão de Energia Nova
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PDE	- Plano Decenal de Expansão
PEPE	- Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais
PIE	- Produtor Independente de Energia
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
PPT	- Programa Prioritário de Termoeletricidade
SIN	- Sistema Interligado Nacional

SPE	- Sociedade de Propósito Específico
UTE	- Unidade de Geração Termelétrica

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO</b>	14
<b>1 REFERENCIAL TEÓRICO</b>	18
1.1 INDÚSTRIAS DE REDE	19
1.1.1 Modelos de organização	23
1.2 ASPECTOS GERAIS DA REGULAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DE REDE	26
1.2.1 Regulação dos segmentos de infraestrutura - indústrias de rede	29
1.2.2 Instrumentos de regulação	33
1.2.2.1 Regulação tarifária	34
1.2.2.2 Regulação de acesso	38
1.2.2.3 Regulação da qualidade	39
1.3 INTEGRAÇÃO VERTICAL	39
1.3.1 Integração vertical – aspectos gerais	39
1.3.2 Determinantes da integração vertical	40
1.4 RESTRIÇÕES VERTICAIS À CONCORRÊNCIA	45
<b>2 MARCO REGULATÓRIO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL NO BRASIL</b>	48
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ANTES DAS REFORMAS	48
2.1.1 O primeiro ciclo de reformas	50
2.1.2 Segundo ciclo de reformas – a construção do modelo atual	53
2.2 O SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO	60
<b>3 A GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO CONTEXTO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL</b>	65
3.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: DO HÍDRICO AO HIDROTÉRMICO	65
3.1.1 O Sistema Interligado Nacional	65
3.1.2 Do hídrico ao hidrotérmico	71
3.2 A OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: HIDRELÉTRICAS versus TERMELÉTRICAS	75
3.2.1 Premissas da operação do sistema	75
3.2.2 Despacho das usinas	77
3.2.3 Mercado de Curto Prazo e a Formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD)	79

3.2.4	O PLD e a operação comercial das usinas térmicas.....	81
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA DOS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O AMBIENTE REGULADO.....</b>	<b>84</b>
4.1	MODALIDADES DE LEILÃO DE ENERGIA PARA O AMBIENTE REGULADO.....	84
4.1.1	Procedimentos dos leilões.....	87
4.1.2	Tipos de contratos.....	88
4.2	O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO – ICB.....	90
<b>5</b>	<b>ATUAÇÃO DA PETROBRAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....</b>	<b>95</b>
5.1	A PETROBRAS COMO AGENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	95
5.2	A ATUAÇÃO DA PETROBRAS NOS LEILÕES DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO.....	99
5.2.1	Discriminação de Preços.....	100
5.2.2	Recusa de Negociação.....	105
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>109</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>112</b>

## INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por intensas mudanças nos últimos vinte anos. A partir do início da década de 1990, medidas como a separação entre os segmentos de geração e distribuição, a criação de um mercado atacadista de energia, o estabelecimento de novas figuras jurídicas como os consumidores livres e os produtores independentes, a obrigatoriedade de contratos de concessão para exploração dos serviços, entre outras medidas, alteraram consideravelmente a estrutura e a organização econômica do setor. Em paralelo, seu arranjo institucional também foi reformulado com a criação de uma série de instituições que se mostraram essenciais para o funcionamento deste novo modelo. Deste modo, surgiram a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), todos com a finalidade de proporcionar o suporte institucional necessário às atividades de operação, planejamento, controle e fiscalização do setor.

Entretanto, a despeito de que todas estas medidas tenham sido essenciais para este novo arranjo do setor, uma que certamente merece destaque é a institucionalização do mecanismo de leilões para contratação de energia entre geradores e distribuidoras. Dentre os elementos que justificam esta importância cabe destacar ao menos dois. O primeiro deles é que nestes leilões é possível perceber quase todos os elementos deste novo modelo em ação: distribuidoras contratando seu suprimento, geradores competindo entre si, órgãos e mecanismos de planejamento buscando equalizar a oferta e a demanda de energia a serem negociadas nos leilões, investidores participando da expansão do sistema, enfim, todo um conjunto de atores, instrumentos e instituições que atuam de modo articulado, dentro dos papéis que coube a cada um neste novo ordenamento do setor elétrico brasileiro. O segundo ponto que confere destaque aos leilões, é que estes representam uma porta de entrada para a possibilidade de ganhos de eficiência decorrentes do processo competitivo, num setor onde isto não ocorre naturalmente. Como destacam Santana e Oliveira (2000), o emprego deste mecanismo concorrencial tem como um dos seus fortes argumentos a busca da eficiência através da competição.

Após quase uma década de institucionalização destes leilões, alguns números ilustram seus resultados. Entre 2004 a 2012 foram realizados aproximadamente 25 leilões para contratação de energia nas suas diversas modalidades (energia “nova”, energia “velha”, leilões de ajuste e energia de reserva) (EPE, 2013). Somente entre os

anos de 2005 a 2010 os leilões de energia nova adicionaram 60.000 megawatts de capacidade instalada ao parque gerador nacional, com preços, na média, declinantes (NERY, 2012). Tomando como base somente os leilões de energia nova, o preço médio da energia contratada em 2005 era de R\$ 154,5 por megawatt/hora, passando para R\$ 94,8 o megawatt/hora em 2011, apresentando uma queda considerável neste período (TOLMASQUIN, 2011). Somente no leilão em que se comercializou a energia das usinas de Teles Pires e Santo Antônio do Jari, a despeito das dificuldades técnicas para implantação destes dois empreendimentos o que elevou consideravelmente os custos para construção destas usinas, a energia foi comercializada a R\$ 69,5 o megawatt/hora, representando um marco no preço da energia praticado nestes leilões (TOLMASQUIN, 2011). Deste modo, ao se considerar a expansão da capacidade de geração e o preço da energia contratada pelas distribuidoras, pode-se concluir que os resultados deste mecanismo de contratação são amplamente favoráveis.

Entretanto, este quadro aparentemente virtuoso se dissipa, ao menos em parte, quando o foco de análise passa a se concentrar especificamente sobre os leilões em que há contratação de energia de termelétricas a gás natural. Isto porque nos últimos anos, a Petrobras que é o principal agente do setor de gás natural brasileiro, tem deles participado não só como o supridor do combustível para quase todos os empreendimentos, mas também como gerador de energia elétrica. Deste modo, atuando de maneira verticalmente integrada, a estatal tem conseguido interferir nos resultados dos últimos leilões, subvertendo a premissa do modelo implementado, que prevê competição e concorrência no segmento de geração.

Sendo assim, diante dos elementos apresentados, o objetivo geral deste estudo é analisar os aspectos regulatórios e competitivos dos leilões para contratação de energia térmica a gás natural no Brasil, com foco especial na atuação da Petrobras que neles participa tanto como gerador termelétrico, como supridor de gás natural para as demais usinas concorrentes.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Para a consecução do objetivo geral proposto, o presente estudo buscará atender aos seguintes objetivos específicos:

- fazer uma revisão bibliográfica a respeito das (i) Indústrias de Rede, (ii) regulação dos setores de infraestrutura, (iii) integração vertical e (iv) restrições verticais à concorrência;
- levantar as mudanças na estrutura produtiva e institucional dos setores de energia elétrica e de gás natural brasileiro;
- analisar o funcionamento da operação do setor elétrico brasileiro, evidenciando a importância da geração térmica a gás natural no Brasil, especialmente no que se refere à segurança no suprimento de energia elétrica nacional;
- analisar a metodologia aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para os leilões de energia por fonte térmica, de modo a compreender seu funcionamento, assim como os principais fatores que afetam a competitividade dos empreendimentos nestas licitações;
- analisar os mecanismos e instrumentos praticados pela Petrobras para o estabelecimento de vantagens competitivas sobre seus concorrentes nos leilões de energia elétrica em ambiente regulado.

## **ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Este trabalho está dividido em sete capítulos, incluindo esta unidade introdutória, compondo a sua primeira seção.

O capítulo 1 será dedicado para estabelecer o referencial teórico deste estudo. No capítulo 2 serão tratados os principais aspectos referentes ao marco regulatório dos setores elétrico e de gás natural brasileiro, descrevendo as principais mudanças ocorridas nos últimos anos e o quadro regulatório atual de ambos os setores.

No capítulo 3 tratar-se-á das mudanças no setor elétrico brasileiro que possibilitaram à geração térmica a se fixar como uma fonte cada vez mais importante na matriz elétrica nacional, bem como descrever o funcionamento da operação do Sistema Interligado Nacional, ambiente agrega quase que a totalidade da capacidade de geração e transmissão de energia elétrica do país.

O capítulo 4 se presta a descrever a metodologia empregada nos leilões de energia em ambiente regulado, para o ordenamento dos empreendimentos de fonte



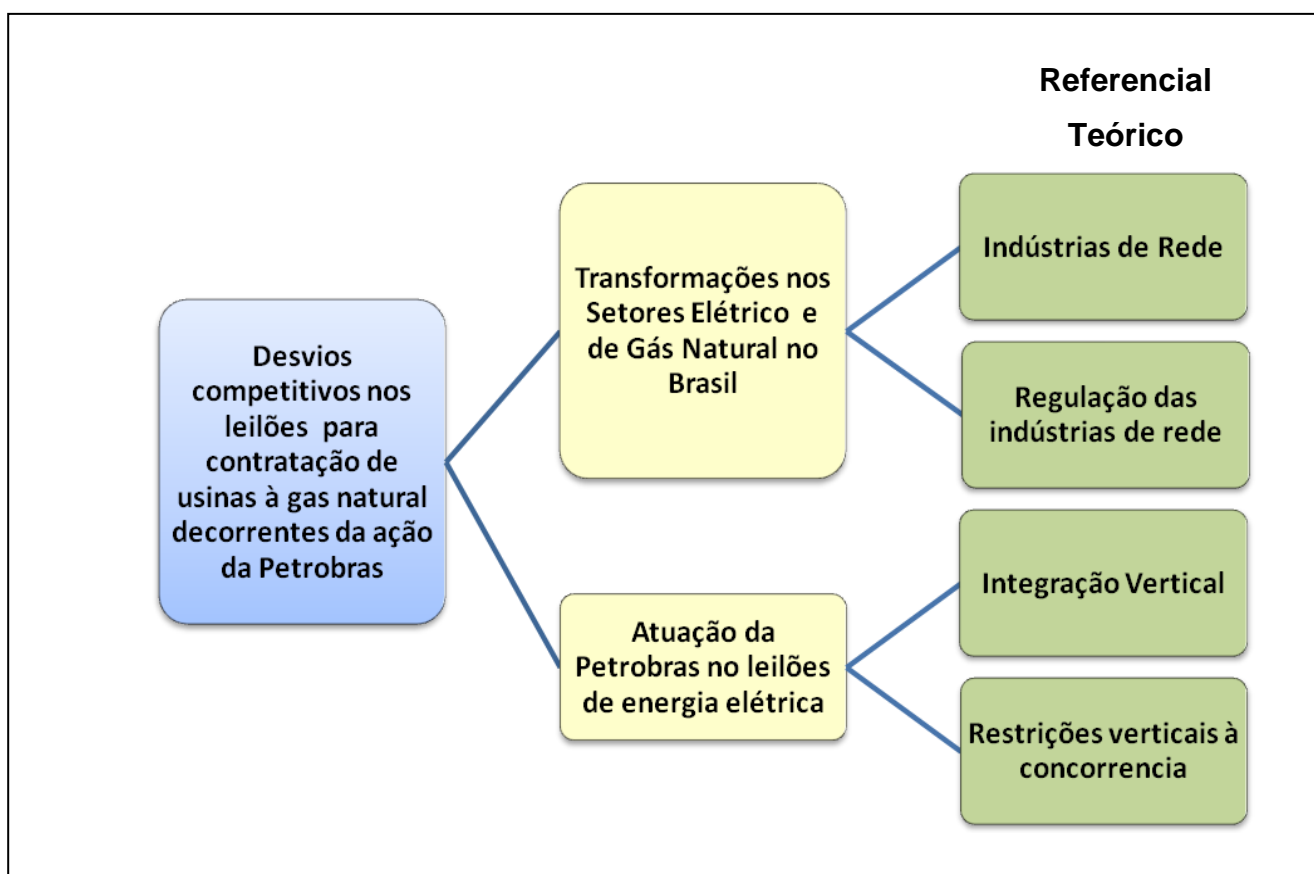
térmica. De posse destas informações, será possível através do capítulo 5 tratar da atuação da Petrobras nos leilões de energia em ambiente regulado.

Por fim, o capítulo 6 será destinado às considerações finais deste estudo.

## 1 REFERENCIAL TEÓRICO

Analisando os desvios competitivos nos leilões para contratação das usinas térmicas a gás natural no Brasil, é possível identificar a presença de dois elementos essenciais na formação deste problema: (a) as transformações ocorridas na estrutura de organização e no modelo de regulação dos setores elétrico e de gás natural no Brasil; e (b) a atuação da Petrobras nos leilões energia elétrica. Deste modo, a Figura 1 ilustra a relação existente entre o objeto de estudo, os elementos que compõem o problema e o referencial teórico escolhido para analisá-lo.

FIGURA 1 – ESTRUTURA DO REFERENCIAL TEÓRICO



Fonte: O Autor

Desta maneira, o referencial teórico deste estudo está estruturado em quatro partes. Na primeira delas, serão abordados os principais aspectos relativos às indústrias de rede, tipo de organização industrial do qual fazem parte os setores de energia elétrica e de gás natural, buscando assim uma melhor compreensão quanto

ao seu funcionamento, suas características, os movimentos de reestruturação e a necessidade regulação.

Na sua segunda parte, o escopo da análise se concentrará nos principais instrumentos empregados para regulação econômica das indústrias de rede, permitindo deste modo um maior entendimento quanto ao arcabouço regulatório empregado nos setores de energia elétrica e gás natural no Brasil.

Na terceira parte deste referencial, serão analisados os principais motivos que justificam a decisão de algumas empresas em assumir processos de integração vertical com outros segmentos da sua cadeia produtiva, de modo a melhor compreender a decisão da Petrobras em integrar sua produção de gás natural com a geração de energia elétrica.

Na quarta e ultima parte deste capítulo, serão analisados os principais tipos de práticas anticompetitivas impostas por empresas verticalmente integradas a seus concorrentes.

## 1.1 INDÚSTRIAS DE REDE

Fundamentais na formação da infraestrutura produtiva de qualquer país ou região, as indústrias de rede se caracterizam pela da formação de grandes redes físicas para o transporte e distribuição de seus produtos aos seus respectivos mercados consumidores. Para Alveal (2003, p.6), as indústrias de rede podem ser definidas como:

*“... um conjunto de atividades de produção e fornecimento de serviços, cuja função comum é produzir, transportar e fornecer, através de vias naturais (água, ar, terra) ou construídas (cabos, dutos, fios), fluxos específicos de serviços, de maneira contínua como energia (eletricidade, gás, petróleo), telecomunicações, transportes nos seus vários modais (ferroviário, rodoviário, aeroviário, aquaviário, dutoviário), água canalizada (irrigação, drenagem e potável), saneamento e esgoto e, enfim, coleta e tratamento de lixo. ...”.*

Um traço muito comum nestes segmentos é a presença de elevados graus de interdependência e complementaridade em suas cadeias produtivas, fazendo com que

assumam características técnicas e econômicas que as diferenciam dos demais setores da economia<sup>1</sup>.

Dentre as características de ordem técnica, Trebing (1996), Dias e Rodrigues (1997) e Pires (2000) destacam:

- a) indivisibilidade dos ativos/instalações, uma vez que sua construção de forma fracionada, desproporcional ou sem conexão com os demais ativos é, na maioria das vezes, inviável, tendo em vista a rede das quais fazem parte<sup>2</sup>;
- b) necessidade de superdimensionamento das redes na sua construção, tendo em vista a volatilidade e imprevisibilidade de sua demanda, que por vezes as obriga a operar com elevada capacidade ociosa;
- c) necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda, tendo em vista as dificuldades técnicas de estocagem;
- d) necessidade de coordenação ao longo da rede em virtude da volatilidade da demanda e do dimensionamento das redes;
- e) obrigação jurídica de fornecimento, uma vez que, na maioria dos casos, são serviços de utilidade pública. Pires (2000) ressalta a função social destes segmentos, imprimindo à necessidade de universalidade e continuidade no atendimento destes serviços por parte da empresa detentora da rede. Sob este aspecto, Alveal (2003) destaca também, que os produtos e serviços das indústrias de rede apresentam consumo massivo por toda sociedade, sendo sua universalização algo socialmente desejável.

Quanto às características de ordem econômica, Possas, Ponde e Fagundes (1997), assim como Fiani e Pinto Jr. (2002) assinalam:

- a) a existência de externalidades de rede, sejam elas positivas ou negativas, repercutindo em vários outros setores da economia;
- b) o significativo poder de mercado exercido pelas empresas que administram essas redes, com tendência natural a concentração econômica;

---

<sup>1</sup> Importante destacar que o conceito de “indústria de rede” não deve ser confundido com “empresas em rede” ou “rede de empresas”. Por “empresas em rede” entende-se como conformações intra organizacionais que se estruturam como desdobramento evolutivo da empresa multidivisional, a partir do aparecimento de novas tecnologias de informação-telecomunicação. Já “rede de empresas” se refere a arranjos inter organizacionais baseados em vínculos sistemáticos, por vezes de caráter cooperativo, entre empresas formalmente independentes, que dão origem a uma forma específica de coordenação das atividades econômicas (ver mais em BRITTO, 2002).

<sup>2</sup> FERRARO (2010) chama a atenção para a grande dependência física existente entre os ativos dos diferentes segmentos da cadeia das indústrias de rede, demandando a necessidade de articulação nas decisões de investimento em todos os elos da cadeia.

- c) o elevado nível de investimentos na construção de seus ativos, produzindo consideráveis barreiras à entrada; e
- d) a existência de economias de escala, escopo e densidade, com altos custos fixos e escalas mínimas eficientes bastante elevadas, resultando na chamada “economia de rede”, onde o custo médio de atendimento de um mercado é menor, quanto menor o número de empresas fornecedoras.

Todos estes elementos permitem concluir que as indústrias de rede de fato se diferenciam dos demais ramos da atividade econômica. Porém, uma das suas características mais marcantes, talvez seja a forte tendência à concentração e a constituição de monopólios. Para Alveal (2003), isto se deve, em grande parte, pela necessidade de investimentos altamente rígidos e especializados que resultam em qualificações empresariais e tecnológicas bastante específicas, assim como pela impraticabilidade técnica ou econômica de ampliação da infraestrutura através novos entrantes.

Diante desta tendência de concentração e levando em conta que este tipo de indústria atua muito frequentemente em ramos essenciais para o funcionamento da sociedade, tais como energia, transporte, água, esgoto, telecomunicações, entre outros, o acesso às suas redes e à sua infraestrutura é outro elemento que as diferencia dos demais setores. Por serem consideradas “estruturas essenciais” (*essential facilities*), sobre elas são estabelecidos uma série de controles para (a) democratização ao acesso às suas estruturas, (b) regulação dos preços, termos e condições para o acesso, (c) planejamento na expansão da capacidade necessária para tornar viável o acesso e (d) efetivação da prestação do serviço da instalação expandida a quem demandá-las<sup>3</sup> (LIPSKY; SIDAK, 1999).

A importância das industriais de rede também pode ser observada através das externalidades causadas nos mais diversos segmentos da economia e da sociedade. Destas externalidades Economides (2006) destaca:

- a) a obtenção de ganhos econômicos devido à atuação em diversos elos da rede, se valendo de estratégias de preços que permitem potencializar sua posição em vários outros segmentos;
- b) a discriminação de preços, de modo a capturar de determinados consumidores ganhos que podem ser repassados aos demais consumidores através das externalidades de rede;

---

<sup>3</sup> Estes aspectos serão melhor aprofundados na seção seguinte que trata sobre a regulação dos setores de infraestrutura.

- c) a geração de grandes excedentes do consumidor e do produtor advindos de estruturas monopolísticas que, quando na presença de fortes efeitos de rede, podem gerar grandes benefícios à sociedade;
- d) o equilíbrio natural na estrutura de mercado destes ramos é a existência de uma empresa líder com maioria significativa do mercado, aonde a livre entrada de novos concorrentes não conduz a uma concorrência perfeita, de modo que ações de autoridades antitrustes podem não ser capazes de afetar significativamente a estrutura de mercado;
- e) estabelecimento de caminhos de dependência (path-dependence), causados pelo uso de um padrão tecnológico adotado por toda rede.

Quanto a estes padrões tecnológicos adotados pelas indústrias de rede, Hughes (1989) aponta para a formação do que define como “grandes sistemas técnicos” presentes em ferrovias, sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, gasodutos, telecomunicações, etc., pois mobilizam todas as atividades ligadas à rede em torno de tecnologias comuns ou convergentes. O resultado disto é a criação um padrão tecnológico que é empregado entre os diversos elos e nós da rede, gerando um grande nível de externalidades em diversos outros segmentos. Antonelli (1995) aponta para alguns deles:

- a) a vinculação a um elenco variado de agentes que se articulam, com base em princípios de compatibilidade e complementaridade técnica, entre as diversas atividades por eles realizadas;
- b) a existência de um grau elevado de integração das atividades produtivas, devido à presença de externalidades técnicas, pecuniárias e de demanda;
- c) ganhos relacionados ao progresso técnico, devido à complementaridade entre as competências dos agentes;
- d) a criação de estímulos à adoção de inovações relacionados à interdependência entre as funções objetivo dos agentes;
- e) presença de “rendimentos crescentes” decorrentes do processo de especialização dos agentes e da geração de diversos ganhos de aprendizado;
- f) a consolidação de uma infraestrutura particular que conforma tais sistemas, que implica num considerável grau de irreversibilidade quanto aos investimentos nela realizados.

Esta irreversibilidade de seus investimentos, mencionada no item acima, se deve em grande parte à elevada especificidade de seus ativos, se configurando como

mais um elemento idiossincrático às indústrias de rede. Makholm (2007) ressalta que o grau de especificidade de um ativo pode ser percebido, quando este, ao ser aplicado em outra atividade, perde consideravelmente seu valor. Deste modo, ativos altamente especializados ou específicos, como ferrovias, gasodutos ou linhas de transmissão de energia, dificilmente podem ser aproveitados em outros ramos. Este fato induz, muito frequentemente, o surgimento de comportamentos oportunistas por parte de alguns agentes, o que costuma justificar a necessidade de integração destas indústrias a outros segmentos de sua cadeia produtiva como forma de mitigar possíveis riscos de transação, reafirmando, mais uma vez, a tendência à concentração e verticalização destes ramos.

Para Williamson (1975) é possível identificar três especificidades típicas dos ativos que compõem as indústrias de rede: (a) especificidade de ativo dedicado, que se refere à dificuldade, ou mesmo impossibilidade, dos ativos em serem empregados em outra atividade que não aquela a qual foram inicialmente concebidos; (b) a especificidade locacional ou geográfica, que se refere aos elevados custos de remoção destas estruturas; e (c) a especificidade temporal, que denota a necessidade de sincronização entre demanda e oferta, demandando mecanismos de ajuste e equilíbrio aos fluxos do sistema. Como se pode perceber, todas elas muito presentes tanto nos setores de energia elétrica e de gás natural.

#### 1.1.1 Modelos de organização

Tendo em vista sua tendência natural à formação de monopólios e à integração vertical, os arranjos produtivos sob os quais estão organizadas as indústrias de rede, representam um importante elemento para sua compreensão. Como ressalta Araújo Jr. (2005), estes modelos de organização dependem de fatores como a natureza das tecnologias vigentes, o tamanho dos mercados envolvidos, as estratégias de competição das empresas, assim como o estado da regulação nacional. Diante disto, Armstrong e Doyle (1995) apontam para quatro modelos de organização industrial presentes nas indústrias de rede:

- a) monopólio integrado, em que uma única firma é responsável pela oferta de todos os serviços;

- b) separação estrutural com liberalização, em que existe competição em alguns mercados e o monopolista operador da rede não atua nos mercados competitivos;
- c) integração vertical com liberalização, em que é permitido ao operador do monopólio natural atuar nos mercados sujeitos a competição, com separação contábil entre as atividades monopólicas e competitivas; e
- d) propriedade comum (*joint ownership*), em que a oferta dos serviços em caráter de monopólio é realizada por uma firma cuja propriedade é compartilhada pelas empresas que atuam nos setores competitivos.

Chevalier<sup>4</sup> apud Dias e Rodrigues (1997) e Silveira (2000), também oferece uma tipologia, porém em cinco modelos de estruturas organizacionais:

- a) monopólio verticalmente integrado: onde uma única empresa explora todas as atividades da rede;
- b) integração vertical com concorrência na produção: neste modelo é aberta à competição no segmento da produção, mantendo-se a estrutura nas etapas jusantes ao processo de produção;
- c) concorrência em ambas as pontas (produção e distribuição) com flexibilidade de integração e *open access* no transporte: o objetivo deste modelo é permitir que distribuidores e grandes consumidores possam negociar suas cargas diretamente com os produtores, possibilitando também o surgimento dos chamados mercados *spot*, onde são negociados livremente os excedentes entre os agentes;
- d) desverticalização completa com concorrência nas pontas e empresa única de transporte: muito semelhante ao modelo anterior, onde o produtores despacham seus fluxos por um único agente transportador ou por um *pool* de transportadores, e;
- e) distribuição mista com horizontalização das diversas cadeias energéticas e competição inter-energética: neste modelo há uma separação entre as diversas cadeias energéticas, onde o consumidor não reconhece a fonte, mas sim a finalidade (calor para processo, energia para calefação ou refrigeração, iluminação, etc.).

Williamson (1991 e 2005), levando em conta a estrutura de governança destas estruturas, tipifica, porém sob outra perspectiva, três tipos de organização presentes nas

---

<sup>4</sup> CHEVALIER, J.M. ( 1994). "Les Conditions Nouvelles de la Concurrence Énergétique". Revue de l'Energie, no 457, março/abril 1994. CHEVALIER, J.M., SALUN, F. (1995). "Recomposition des Industries Électriques: Internationalisation, Nouveaux Entrants, Diversification". Revue de l'Energie, no 465, janeiro/fevereiro 1995.



indústrias de rede: (i) de mercado, por (ii) formas híbridas e por (iii) hierarquia (integração vertical), cada qual com peculiaridades no que se refere à intensidade dos incentivos à eficiência, nos controles administrativos, nos tipos de adaptação e nos regimes contratuais.

Na organização pelo mercado, os ativos costumam ser menos específicos, apresentando fortes incentivos a eficiência em suas práticas e com a presença de mecanismos de adaptação autônomos. Quanto às estruturas de governança hierárquicas, a presença de grandes incentivos à eficiência não são muito comuns, havendo contudo, um elevado controle administrativo da produção em função da grande especificidade dos ativos, com grande coordenação entre os diversos segmentos da indústria. Por fim, com relação as formas híbridas de governança, são estruturas intermediárias entre o mercado e a integração vertical, caracterizam-se por estímulos “semi-fortes” à eficiência, com mecanismos de controle sobre a execução das transações, e com certo grau de flexibilidade de adaptação conjunta à imprevisibilidades<sup>5</sup>.

Importante destacar que todos estes modelos de organização, independente da tipificação que se estabeleça, permitem identificar os caminhos ou mudanças nas estruturas ocorridas nos últimos anos, nos setores de gás natural e energia elétrica brasileiros, permitindo melhor compreender as trajetórias das reformas vividas por estes segmentos, em especial na passagem de modelos de organização mais rígidos e integrados, para outros, onde o que se busca é uma maior fragmentação entre os segmentos da cadeia e uma maior competição.

Assim, mesmo não tendo esgotado todo o referencial existente quanto às definições, especificidades e modos de organização a respeito das indústrias de rede, pode-se perceber que é recorrente, seja nos ramos energia elétrica, gás natural, telecomunicações, transportes, a presença de alguns traços típicos como: possibilidade de surgimento de monopólios naturais verticalmente integrados, significativas barreiras à entrada, forte presença de externalidades de rede, grande especificidade de seus ativos, necessidade de coordenação seja na sua operação assim como na sua expansão.

Todos estes elementos se apresentam, em maior ou menor grau, como falhas de mercado<sup>6</sup>, impondo a necessidade de controle nestas estruturas. Diante disto, o

---

<sup>5</sup> Este tema será melhor aprofundado na seção que trata sobre Custos de Transação.

<sup>6</sup> Os princípios básicos que nortearam as iniciativas no campo da regulação econômica até os anos 70 se fundamentaram na análise tradicional do bem estar. Considerando o Primeiro Teorema Fundamental do Bem Estar Social se (a) existir um número suficiente de mercados, se (b) todos os consumidores e produtores se comportam competitivamente e se (c) existir um equilíbrio, então a alocação de recursos no equilíbrio é ótima

Estado se apresenta como um elemento essencial dentro desta análise, uma vez que historicamente é ele que, de forma direta ou indireta, controla ou disciplina o funcionamento destes setores. Assim, na seção seguinte será analisado como o Estado, o através da regulação, estabelece instrumentos de coordenação e controle, buscando promover a eficiência ou corrigir estas falhas presentes nestas estruturas de mercado.

## 1.2 ASPECTOS GERAIS DA REGULAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DE REDE

Segundo Baldwin e Cave (1999), Sappington e Stiglitz (1987) e Meier (1985), regulação pode ser definida como um conjunto de comandos, influências ou formas de controle social, que permitem estabelecer condições favoráveis, para que tanto a iniciativa privada quanto o Estado, gerem serviços e bens aos consumidores. Para Alveal (2003), a regulação representa as ações e as atividades do governo que de alguma maneira afetam as operações das empresas e a vida dos cidadãos particulares. Ortiz (1993) e Swann (1988), por sua vez, consideram a regulação como sendo uma intervenção nas atividades dos agentes econômicos, quando da presença de falhas de mercado, podendo ser efetuada pelo próprio Estado ou por outra organização por ele delegada. Por fim, para Possas, Ponde e Fagundes, (1997), a regulação constitui-se numa intervenção voltada para o estabelecimento de instrumentos e metas administradas publicamente em atividades econômicas caracterizadas pelas falhas de mercado, onde o que se busca não é a promoção da concorrência como um fim em si mesmo, mas sim aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes.

Importante destacar através destas definições, a presença de dois elementos importantes presentes na ação regulatória. O primeiro deles é propiciar, através da ação direta ou indireta do Estado, as condições necessárias para a produção de bens e serviços para a sociedade. O segundo, é que na presença de falhas de mercado, a ação regulatória deve buscar não apenas o restabelecimento da competição entre os agentes, mas principalmente a eficiência econômica.

---

no sentido de Pareto. Deste modo, o não atendimento a uma destas condicionantes afasta o mercado dos paradigmas de eficiência produtiva e eficácia alocativa, constituindo “falhas de mercado”. BUTTON (1991) e BELLI (1997) apresentam como falhas clássicas: (i) concorrência imperfeita (monopólios, oligopólios e lucros rentistas); (ii) externalidades; (iii) insatisfação da taxa de retorno e excesso de competição; (iv) falhas de informação.

Estas premissas determinam, de certo modo, os dois principais tipos de regulação presentes na teoria econômica:

- a) Regulação antitruste ou defesa da concorrência, onde a atenção maior é voltada à prevenção e a repressão de condutas anticompetitivas. Inclui-se nestes casos o controle prévio de fusões e incorporações ou atos que possam conduzir à estruturas de mercado fortemente concentradas, buscando assegurar um ambiente de competição, eficiência e inovação; e
- b) Regulação dos setores de infraestrutura, onde o regulador costuma aceitar a presença de estruturas de mercado menos competitivas em troca de benefícios e contrapartidas à sociedade, decorrentes das grandes economias de escala, dos custos médios decrescentes e dos ganhos obtidos através da intervenção direta e indireta do regulador<sup>7</sup>.

Partindo desta separação, OCDE (1998) elaborou um estudo<sup>8</sup> onde compara os dois tipos de regulação, e aponta para a presença de quatro elementos diferenciadores entre eles:

- a) no que se refere às políticas antitruste, o objetivo da defesa da concorrência é mais restrito, buscando atender, em geral, à eficiência alocativa. Por sua vez, na regulação nos setores de infraestrutura, incorporam-se um conjunto maior de metas, incluindo preocupações mais amplas como a universalização dos serviços, integração regional, meio-ambiente, modicidade tarifária, condições de acesso às redes, além de se evitar condutas monopolistas;
- b) quanto aos instrumentos para a consecução de seus objetivos, a regulação antitruste se caracteriza pela utilização de mecanismos de mercado, enquanto que a regulação dos setores de infraestrutura procura substituí-los por formas e métodos de controle;

---

<sup>7</sup> VISCUSI *et al.* (1995), SWANN (1988) e MELO (2000) apresentam, outra tipologia subdividindo a regulação em 3 temas principais: política antitruste (ou defesa da concorrência), regulação econômica e regulação não-econômica. Para os autores, a regulação econômica trata não apenas das ações predatórias entre as empresas, mas também das características estruturais dos mercados. Já com relação a regulação não econômica, seu foco se volta para as intervenções do estado nas atividades que poderão gerar externalidades negativas à sociedade em geral.

<sup>8</sup> Ver mais em OCDE, Relationship between Regulators and Competition Authorities, relatório publicado pelo Comité on Competition Law and Policy da OCDE, em 4 de junho de 1998.

- c) exceto no controle de atos de concentração, as autoridades antitruste costumam agir, quase sempre, *a posteriori*<sup>9</sup>. A regulação nos setores de infraestrutura, por sua vez, se dá pelo estabelecimento de regras *a priori* que devem ser seguidas pelos agentes;
- d) as autoridades antitrustes procuram agir de modo estrutural, buscando restabelecer o funcionamento dos mecanismos de mercado violados ou estruturas de mercado mais competitivas e menos concentradas. Já na regulação dos setores de infraestrutura, a regulação não se dá no sentido de alterar as estruturas dos mercados, mas sim através de medidas comportamentais, buscando balizar as ações dos agentes.

A Tabela 1 sintetiza as diferenças entre as ações ou políticas de defesa da concorrência (ou antitruste) vis à vis a regulação presente nos setores de infraestrutura apontados anteriormente:

TABELA 1 – REGULAÇÃO ANTITRUSTE *VERSUS* REGULAÇÃO DE INFRAESTRUTURA

	REGULAÇÃO ANTITRUSTE	REGULAÇÃO DE INFRAESTRUTURA
<b>OBJETIVOS</b>	Mais restritivas, busca preservar a concorrência, porém com foco também na eficiência alocativa;	Mais abrangente, busca a universalização dos serviços, metas de eficiência, modicidade tarifária, acesso às redes, etc.;
<b>MÉTODO</b>	Utilização de mecanismos de mercado;	Substituição de mecanismos de mercado;
<b>MOMENTO DA INTERVENÇÃO</b>	Ação do regulação ocorre geralmente “ <i>ex post</i> ”;	Ação do regulação ocorre geralmente “ <i>ex ante</i> ”;
<b>TIPO DE INTERVENÇÃO</b>	Medidas estruturais.	Medidas comportamentais.

Fonte: Adaptado de OCDE (1998)

Destas duas linhas de regulação, emergem, portanto, abordagens distintas para a atuação dos órgãos reguladores, de acordo com os setores ou ramos a serem regulados. Sob este aspecto, Possas, Pondé e Fagundes (1997) aponta para a existência de dois padrões básicos de regulação:

- a) a Regulação Reativa, muito mais aderente às ações de defesa da concorrência e antitruste, buscando reprimir condutas anticompetitivas por parte das empresas ou de grupos econômicos;

<sup>9</sup> A despeito da regulação antitruste ser marcada firmemente por ações *a posteriori*, PONDÉ *et. al.* (2001) ressalta para a existência do que chama de controle preventivo das estruturas de mercado concentradas, por parte dos agentes reguladores, com o objetivo de impedir o surgimento de estruturas de mercado mais sujeitas à ocorrência de abusos de poder de mercado por parte das empresas integrantes.

- b) a Regulação Ativa, assim denominada em função de seu caráter mais interventivo, onde a ação do regulador não está voltada a induzir a concorrência, mas sim criar meios para se obter ganhos de eficiência produtiva, materializados através da redução de custos, tornando aceitáveis perdas de eficiência alocativa em troca de benefícios à sociedade e aos consumidores<sup>10</sup>.

Sendo assim, muito embora não se possa assumir como absolutamente verdadeiro que nos setores de infraestrutura não sejam empregados elementos da regulação antitruste, e levando em conta que os setores de gás natural e energia elétrica, pelas suas características, tem uma estrutura tipicamente monopolística, a atenção deste estudo se volta para os mecanismos e instrumentos presentes na regulação de infraestrutura, deixando de lado os aspectos referentes a regulação antitruste.

### 1.2.1 Regulação dos segmentos de infraestrutura - indústrias de rede

Quando se trata de um segmento de infraestrutura, como é o caso das indústrias de rede, com todas as suas especificidades e características, a regulação assume o papel fundamental. Sua organização, muito frequentemente sob a forma de monopólios naturais, juntamente com suas externalidades, demandam uma atenção constante por parte dos governos, buscando, como ressaltam Levy e Spiller (1993), um equilíbrio que possibilite a garantia da manutenção e da expansão dos investimentos nos setores regulados, assim como a promoção à eficiência no uso dos recursos e na produção dos bens e serviços.

---

<sup>10</sup> É importante ressaltar que embora esta separação entre os padrões de regulação parece ser bastante clara, em alguns setores há um dinamismo considerável na delimitação entre o que seriam monopólios naturais ou mercados competitivos. Isto torna difícil estabelecer os limites entre um padrão e outro. As condições de custo, tecnologia e demanda variam significativamente no tempo, e em alguns setores, mesmo os monopólios naturais podem ser temporários. Diante disto, ramos que deveriam ser regidos por uma regulação mais ativa, podem demandar, em um dado tempo, um padrão de regulação mais reativa, com um tratamento baseado nas regras de mercado. Entretanto, como o objetivo deste estudo não reside na investigação das fronteiras entre os dois padrões de regulação, mas sim, estabelecer um referencial que possibilite compreender um pouco melhor como são regulados os setores de gás natural e energia elétrica, a classificação se apresenta como apropriada, mesmo sendo passível de críticas e com evidentes limitações conceituais.

Araújo Jr. (2005) destaca que a regulação dos setores de infraestrutura apresenta um elevado grau de complexidade para a administração pública na superação de três principais desafios:

- a) gerar grandes volumes agregados de investimentos, inclusive em pesquisa e desenvolvimento, que sejam coerentes com as necessidades da economia;
- b) assegurar as condições institucionais compatíveis com a formação de configurações eficientes em cada setor; e
- c) impedir condutas empresariais contrárias ao interesse público.

Numa perspectiva um pouco mais centrada no controle às indústrias de rede, Araujo (1997) e Pinto Jr. e Fiani (2002) apontam que os marcos regulatórios presentes nestes ramos industriais também devem buscar:

- a) controle de preços e tarifas;
- b) estabelecimento de padrões técnicos e de qualidade de prestação de serviço;
- c) promoção à transparência nas informações entre os agentes;
- d) organização na entrada de novos operadores e da competição;
- e) implementação de um modo de organização industrial eficiente;
- f) defender e interpretar as regras setoriais, arbitrando conflitos entre os agentes;
- g) incentivar à eficiência, o uso racional dos recursos, a proteção do meio ambiente e a inovação;
- h) promover a repartição dos ganhos de produtividade da indústria para com os consumidores;
- i) zelar pela operação coordenada das redes; e
- j) estimular investimentos assegurando o fornecimento no longo prazo.

Importante ressaltar, que estes objetivos são trabalhados diante de características socioculturais próprias a cada espaço nacional, tais como o nível de desenvolvimento econômico e tecnológico, a estrutura institucional (preceitos constitucionais, sistema legal e tradição de administração pública), pressões dos diferentes grupos de interesse (grandes usuários, empresas, consumidores residenciais), assim como a doutrina econômica dominante no país ou região (VISCUSI; VERNON; HARRINGTON, 1995).

Diante disto, é possível identificar, como apontam Alveal e Pinto Jr. (1997), Dias e Rodrigues (1997) e Pinto Jr. *et al* (2007), dois modelos distintos de regulação, ou de intervenção estatal<sup>11</sup> sobre os setores de infraestrutura, em especial as indústrias de rede:

- a) Modelo norte-americano: baseado na construção de aparatos regulatórios por parte do Estado, como forma de controle aos possíveis abusos contra o interesse público por parte dos monopólios privados das indústrias de rede.<sup>12</sup>;
- b) Modelo europeu: baseado na constituição de grandes monopólios estatais, verticalmente integrados, nos quais o Estado assumiu o planejamento, operação, coordenação e gestão de toda infraestrutura.

Gorak (1999) resalta que o modelo americano de regulação econômica, se fundamenta em dois elementos básicos: por um lado se apoia na crença aos princípios e mecanismos do livre mercado e no respeito à livre concorrência, e por outro, na construção de um regime jurídico de jurisprudência progressiva, onde a intervenção pública se legitima diante de situações de discriminação e incompatibilidade com o bem-estar público, em defesa de interesses coletivos da comunidade e na observância do princípio liberal clássico de pesos e contrapesos (*checks and balances*). É da congruência entre estes dois princípios, que a intervenção regulatória dos poderes públicos busca um caráter mais corretivo quanto aos efeitos negativos de possíveis abusos do poder de mercado por parte das empresas que prestam os serviços públicos de infraestrutura.

Para Alveal (2003) a originalidade do modelo regulatório americano reside em 3 pontos: (a) na trajetória da intervenção regulatória que visa essencialmente o

---

<sup>11</sup> Com relação aos dois modelos de regulação, em ALVEAL (2003) é feita uma análise destes padrões, levando em conta seus modelos de sociedades. Segundo o autor, nas sociedades de maior tradição liberal, com forte influência das ideias de John Locke (1632-1704) e sua “coleção de indivíduos”, o predomínio ideológico das liberdades e direitos do indivíduo fundou um padrão liberal clássico de Estado, sob vigilância ativa e permanente da comunidade de cidadãos. Já nas sociedades construídas mais aos moldes do “indivíduo coletivo” de Jean-Jacques Rousseau (1712-1778), o Estado tem por tradição um papel mais tutelar. Deste modo, pode-se afirmar que o modelo de regulação norte-americano ou anglo-saxão corresponde muito mais às ideias de Locke, enquanto que o modelo europeu está muito mais alinhado ao pensamento de Rousseau.

<sup>12</sup> ALVEAL (2003) destaca que nos Estados Unidos, este controle é apoiado por um arcabouço jurídico e jurisprudencial antitruste, e pela intervenção das Public Utility Comissions (agências reguladoras estaduais), onde o monopólio é a exceção, e a norma é a concorrência. Também é possível perceber uma definição relativamente clara de esferas de competência, organizadas em dois níveis: i) o nível federal, tratando das funções e das mudanças nas funções relativas ao exercício da propriedade e de relações entre agentes (empreendedores e consumidores), cujas transações operam entre estados; e ii) o nível estadual, regulando cada monopólio institucional.

controle dos eventuais abusos dos monopólios privados ou outras formas de abuso da concorrência monopolística; (b) na tradição jurídica que repousa sobre um primado de jurisprudência; e (c) na organização federativa presente nos EUA através de um rigoroso princípio de delimitação de competências decisórias.

Em contraponto ao modelo americano, o modelo europeu de intervenção estatal nos serviços públicos de infraestrutura ocorreu de modo completamente distinto, com o Estado assumindo o planejamento, a operação, coordenação e a gestão da infraestrutura, através da constituição de grandes monopólios estatais, verticalmente integrados.

A constituição deste modelo buscava, entre outras coisas, uma melhor alocação dos recursos através da centralização dos investimentos por parte do Estado, assim como o aproveitamento das economias de escala e das externalidades positivas presentes nestas estruturas, melhor absorção e orientação das escolhas tecnológicas assumidas, assim como, maior facilidade na captação de recursos financeiros<sup>13</sup>. (PINTO JR. *et al.*, 2007).

No entanto, a partir de 1980 as dificuldades fiscais apresentadas pelos estados nacionais, provocaram um questionamento quanto às vantagens ou a eficiência do modelo europeu. Fatores como a crescente deterioração física dos ativos mobilizados, a baixa qualidade dos serviços prestados e a incapacidade de mobilização de novos investimentos em suas redes de infraestrutura, imprimiram uma necessidade de mudança no modelo desde então (DIAS; RODRIGUES, 1997).

Segundo Nery *et al.* (2012), neste período, as estruturas, sistemas e padrões de regulação foram influenciados por três grandes movimentos que se propagaram mundialmente e que alteraram sensivelmente os formatos e concepções relativas à regulação das indústrias de rede, imprimindo a necessidade de mudanças:

- a) a adoção, em diferentes graus, de práticas de privatização e desregulamentação buscando reduzir a atuação do Estado, abrindo espaços para as forças do mercado;

---

<sup>13</sup> ALVEAL (2003) destaca que este modelo de intervenção estatal foi amplamente adotado pelos países em desenvolvimento, em especial na segunda metade do século XX, pois representavam importantes vetores de transformação estrutural na transição das economias de base agrícola para a industrial. Além disso, os fluxos de investimentos para expansão das redes eram provenientes, em grande parte, de instituições internacionais e do Banco Mundial, o que em certa medida induzia os países tomadores destes créditos a assumir um modelo de intervenção estatal já estabelecido.



- b) o aumento da participação das forças sociais, ambientais e de compartilhamento de responsabilidades por sobre estes setores;
- c) elevação generalizada dos riscos decorrentes dos processos de globalização e internacionalização financeira que impactaram os diversos setores produtivos, inclusive os segmentos de infraestrutura.

Deste modo, a partir do último quartel do século XX, os estados europeus experimentaram um intenso processo de reformas nos setores ligados aos serviços públicos de infraestrutura, questionando os monopólios públicos e a eficiência econômica das estruturas verticalizadas, produzindo novos conceitos, objetivos e competências para a regulação econômica nestes países. Esta nova regulação se alicerçou em um padrão “anglo-saxão liberal clássico” de separação entre o “Estado” e o “poder da comunidade”, padrão este aceito a partir da década de 1990, tanto nas economias desenvolvidas como nas em desenvolvimento<sup>14</sup> (ALVEAL, 2003).

Assim, tendo em vista esta convergência quanto modelo de regulação dos setores de infraestrutura em diversos países do mundo, na seção seguinte serão tratados os principais instrumentos de regulação aplicados nas indústrias de rede, instrumentos estes utilizados tanto no setor elétrico como no setor de gás natural brasileiros.

### 1.2.2 Instrumentos de regulação

Como tratado anteriormente, os serviços públicos de infraestrutura, como é o caso dos setores de energia elétrica e de gás natural, demandam de um conjunto de instrumentos que permitam promover ganhos de eficiência produtiva que compensem as perdas de bem estar resultantes de suas estruturas de mercado menos eficientes. Possas, Pondé e Fagundes (1997) e Silveira (2000), entre outros, destacam para consecução destes objetivos três instrumentos:

- a) a regulação tarifária;
- b) a regulação de acesso; e
- c) a regulação da qualidade dos serviços prestados.

---

<sup>14</sup> Este tema será oportunamente retomado quando forem tratados as reformas recentes implementadas no setor elétrico e de gás natural brasileiros, permitindo uma melhor compreensão e aprofundamento quanto ao padrão de regulação europeu.

### 1.2.2.1 Regulação tarifária

A teoria econômica prevê que em situações de monopólio, os preços praticados pela empresa monopolista devem ser, de algum modo, controlados ou regulados por parte do poder público<sup>15</sup>, evitando assim a apropriação de lucros extraordinários por parte da firma monopolista. Sob este aspecto, PINTO JR. *et al.* (2007) destaca que a regulação tarifária deve envolver um considerável leque de objetivos, tais como:

- a) correção das imperfeições de mercado;
- b) incentivo a eficiência;
- c) garantia de qualidade de serviço adequado; e
- d) manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

Salgado (2009) aponta que as tarifas também devem refletir além destes, outros objetivos como (a) induzir o uso eficiente das redes, (b) gerar incentivos à realização de investimentos por parte de seus proprietários sob minimização de custos; e (c) permitir o acesso às redes por valores razoáveis. Portanto, a prática regulatória, no que tange a determinação das tarifas, deve estabelecer regras que permitam compatibilizar o interesse dos consumidores ao mesmo tempo em que garantam a permanência da empresa e a continuidade dos serviços prestados.

Segundo Pires e Piccinini (1998) Fiani e Pinto Jr. (2002) os principais mecanismos de regulação tarifária desenvolvidos para as indústrias de rede, em especial aquelas organizadas sob a forma de monopólios naturais, são:

- a) Tarifação pelo Custo do Serviço (ou Taxa de Retorno): adotado pela maioria dos países até recentemente. Nela são reconhecidos os custos da empresa (operacionais e de manutenção, financeiros, administrativos e despesas gerais, impostos e taxas), mais uma taxa de retorno pré-determinada, que representaria o custo de oportunidade do capital investido<sup>16</sup>. Para Pinto Jr. *et al.* (2007) esta modalidade de tarificação é

---

<sup>15</sup> Por “Poder Público” pode-se entender como “Estado”, ou também como “Poder Concedente”.

<sup>16</sup> Segundo PIRES; PICCININI (1998), outra forma de estabelecimento para as taxas de retorno é ponderar as taxas de retorno obtidas em outros setores que apresentem características e riscos semelhantes. Em países como os Estados Unidos, a definição dessa taxa é resultado de um processo judicial de definição arbitral de um “justo valor”, de onde se criam jurisprudências, o que aumenta a importância de todo este processo. Já nos

bastante apropriada em períodos onde há necessidade de expansão da indústria, pois representa um estímulo à exploração das economias de escala latentes<sup>17</sup> presentes nestas estruturas. Hoje, entretanto, seu uso tem sido cada vez menos indicado, pois como demonstra a experiência internacional, muito embora cumpra o papel de evitar o aparecimento de lucros excessivos por parte das empresas monopolistas, não concorre de modo apropriado para a redução de custos, o que gera ineficiência produtiva, tendo em vista o repasse total dos custos incorridos aos consumidores<sup>18</sup>;

- b) Tarifação pelo Custo Marginal: nesta modalidade de tarifação procura-se transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Deste modo, aproveitando a característica multiproduto de alguns setores, busca-se atingir uma maior eficiência econômica, com uma diferenciação nas tarifas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como estações do ano, horários de consumo, níveis de voltagem, regiões geográficas etc. Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A principal dificuldade de aplicação do princípio do custo marginal na tarifação dos setores de infraestrutura deve-se ao fato de que esses serviços envolvem vultosos investimentos em capital fixo e, em geral, apresentam retornos crescentes, com custos marginais decrescentes. No limite, corre-se o risco de não se remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor. Diante disso, visando evitar perdas econômicas para as concessionárias e de bem-

---

países que adotaram a constituição de monopólios públicos, estas taxas eram muito comumente determinadas por lei.

<sup>17</sup> Para o autor, este mecanismo tarifário foi fundamental para a expansão acelerada da indústria de energia elétrica no mundo no período posterior à 2ª Guerra Mundial, oferecendo sinais econômicos corretos para a expansão do setor, diante da incerteza quanto a rentabilidade dos grandes montantes necessários para investimento.

<sup>18</sup> Outro ponto que merece atenção e que representa um problema nesta modalidade de tarifação, ocorre nos casos em que a taxa de retorno está acima do custo de capital, dando origem ao chamado efeito Averch-Johnson, onde há um estímulo ao sobreinvestimento por parte das empresas, ocasionado, em grande medida, pela assimetria de informação entre a empresa e o regulador. Ver mais em VISCUSI et al. (1995)

estar para os consumidores, é comum a adoção da Regra de Preço de Ramsey (*Ramsey Pricing Rule*), em que a distribuição dos custos fixos entre os vários produtos é feita por mark-ups sobre os custos marginais, na proporção inversa das elasticidades das demandas dos consumidores<sup>19</sup>;

- c) Tarifação pelo Preço Teto (*Price Cap*): esta modalidade de tarifação pertence a chamada “regulação por incentivos”, e representa uma forma de atenuar, aos menos em parte, os problemas decorrentes da assimetria de informação entre as empresas reguladas e o órgão regulador. Na tarifação *Price Cap*, são definidos os preços máximos dos produtos ou serviços, que são ajustados periodicamente por um fator de correção pré-determinado, que contempla a inflação do período, mais uma meta de produtividade (fator X) a ser atingida e repassada aos consumidores. Desta forma, com o preço e as metas de produtividade estabelecidas, eventuais reduções de custos que ultrapassem as metas poderão ser apropriadas pela empresa, incentivando possíveis aumentos de produtividade;
- d) Yardstick Competition: é uma forma de regulação através de incentivos para o estabelecimento de tarifas, também conhecida como regulação ou tarifação por desempenho. Nela procura-se introduzir um estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica. As tarifas da empresa são definidas de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor. Assim, criam-se subconjuntos de firmas de características mais aproximadas definindo uma “firma-sombra” hipotética (*shadow firm*), que serve como critério de comparação para cada subconjunto. Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos que os da “firma-sombra”, ela será recompensada com lucros extraordinários;
- e) Tarifa em duas partes, ou tarifação não-linear: nesta modalidade de tarifação há o estabelecimento de dois componentes tarifários, onde um representa uma taxa fixa que independe da demanda do produto ou

---

<sup>19</sup> Ver mais em VISCUSI et. al. (1995).

serviço, e outro relativo ao preço do produto ou serviço efetivamente consumido. Este tipo de tarifação é especialmente empregado para os segmentos de transporte de gás ou transmissão de energia elétrica.

No setor de gás natural existem algumas especificidades em sua operação que demandam adaptações das modalidades tarifárias descritas acima, especialmente no segmento de transporte<sup>20</sup>. Pinto Jr. *et al.* (2007) destaca a existência de três modalidades de tarifas para o segmento de transporte de gás natural:

- a) As tarifas baseadas na distância do transporte: nela busca-se refletir os custos fixos e variáveis de cada contrato de transporte. Os custos são proporcionais às distâncias percorridas entre a produção e o consumo, evitando a ocorrência de subsídios cruzados entre regiões e consumidores;
- b) Tarifa Postal (Selo): nesta modalidade tarifária todos os usuários do sistema (carregadores) pagam uma mesma tarifa de transporte, independente dos custos incorridos. Deste modo é possível viabilizar o preço da *commodity* em regiões que, se o critério fosse distância, seria inviável, permitindo a exploração de economias de escala no transporte do produto;
- c) Tarifa de Entrada-Saída: modalidade tarifária que incide, como o nome indica, sobre a entrada e saída do usuário no sistema. Nestes casos as tarifas podem apresentar grande variação entre os diferentes pontos de acesso à rede de transporte, de acordo com a sobrecarga ou ociosidade no ponto de acesso / saída. Um aspecto importante deste tipo de tarifação é facilitar o comércio e a troca da propriedade do gás durante o processo de comercialização, pois permite que o produtor pagar uma tarifa pela entrada no sistema, e o comprador pagar para retirar a commodity no ponto de entregue de sua escolha.

#### 1.2.2.2 Regulação de acesso

Como tratado anteriormente, uma das características marcantes das indústrias de rede, reside no fato de constituírem as chamadas estruturas essenciais (*essential facilities*), em que o controle de acesso às redes por parte do proprietário é total, sendo possível extrair rendas extraordinárias de seus clientes ou impedir o acesso de

---

<sup>20</sup> A cadeia produtiva do gás natural se divide nas seguintes atividades: (i) exploração e produção; (ii) estocagem; (iii) transporte; (iv) distribuição e (v) comercialização.

concorrentes. Viscusi, Vernon e Harrington (1995) destaca que o acesso às redes de infraestrutura é requisito essencial para ampliação da competição nestes setores, tendo em vista a existência de *bottleneck*, isto é, o controle exclusivo do acesso aos usuários finais por parte das empresas que controlam as estruturas.

Pinto Jr. *et al.* (2007) aponta que o acesso às redes pode ser classificado em acesso negociado e acesso regulado. No primeiro caso o acesso é permitido, mas não obrigatório. São negociadas as condições das tarifas e dos serviços, podendo haver, em determinados casos, alguma intervenção por parte dos órgãos reguladores. Contudo sua aplicação é de difícil implementação, uma vez que são comuns os conflitos de interesse entre a empresa que detém a rede e os comercializadores interessados no acesso.

Quanto ao acesso regulado, as condições de operação e a precificação do transporte são estabelecidas previamente pelo regulador, em três linhas básicas de ação regulatória, que encaminhadas de forma inter-relacionada, objetivam incentivar a competição e reduzir a discriminação do acesso contra os entrantes (KLEIN; GRAY, 1997; PIRES; PICCININI, 1998):

- a) a garantia de igualdade de acesso: estabelecimento de instrumentos adequados, que permitam evitar práticas discriminatórias contra os entrantes, através de preços ou de outras formas de exclusão;
- b) a separação estrutural (*unbundling*): a separação estrutural entre segmentos competitivos e monopolistas. Objetivo desta separação é impedir aparecimento práticas de subsídios cruzados, além da própria discriminação do acesso por parte do monopolista; e
- c) regulamentação do preço de interconexão: os preços de interconexão são regulados, e o órgão regulador arbitra eventuais litígios entre as partes interessadas.

#### 1.2.2.3. REGULAÇÃO DA QUALIDADE

Regulação da qualidade pode ser entendida como o estabelecimento de procedimentos que visam garantir a qualidade dos bens ou serviços prestados pelas indústrias de rede, por meio de indicadores observáveis pelo regulador, através de exigências ou de incentivos (ARAÚJO, 1997). Seu emprego pode se dar em conjunto

com outras modalidades de regulação, como por exemplo, a tarifária, de maneira a neutralizar eventuais efeitos contra a qualidade dos serviços prestados, decorrentes de controles de preços e tarifas mais restritivos (LAFFONT; TIROLE, 1993).

Adicionalmente a esses instrumentos, o monitoramento dos contratos de concessão representam outro elemento que permite a fiscalização, seja no tocante à qualidade dos serviços prestados, no cumprimento dos planos de investimento ou nas metas de universalização dos serviços<sup>21</sup>.

### 1.3 INTEGRAÇÃO VERTICAL

A partir deste ponto, o referencial de análise deste estudo muda de foco. As abordagens relativas às indústrias de rede e sua regulação, tão necessárias para melhor compreensão quanto ao funcionamento e as mudanças recentes presentes nos setores de energia elétrica e de gás natural ficam, por hora, latentes sendo resgatadas oportunamente nas seções seguintes. Deste modo, a atenção passa a se concentrar nos motivos pelos quais uma empresa decide se integrar com outros elos de seu ramo de atuação. Esta abordagem fornecerá subsídios para melhor compreender os motivos que levaram a Petrobras a integrar a geração termelétrica à suas atividades como empresa do setor de gás natural.

#### 1.3.1 Integração vertical – aspectos gerais

Integração vertical pode ser entendida como o controle por parte de uma empresa sobre diferentes estágios de uma mesma cadeia produtiva, eliminando ou substituindo trocas contratuais ou entre mercados por relações intra firma. Nestes casos, a empresa pode assumir estágios à montante ao seu processo de produção (*upstream*) denominada de integração para trás, ou assumir estágios à jusante de sua posição na cadeia produtiva (*downstream*), denominada de integração para frente<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> No Brasil a Lei Federal nº 8987/1995 determinou no art. 6º, o direito ao usuário de receber “serviço adequado”, que define nos seguintes termos: “...§ *1o* Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. ...”

<sup>22</sup> WILLIAMSON (1985) apresenta ainda a integração vertical lateral como uma terceira modalidade de integração, mas que, o próprio autor reitera, necessita de uma certa dose de arbitrariedade para separá-la da integração à montante.

Dentre os diversos arranjos que estabelecem as relações verticais entre empresas, Azevedo (1998) analisando a literatura econômica que trata do assunto, apresenta um resumo das principais relações:

- a) Arranjos ou relações verticais: termo genérico para qualquer forma de relacionamento entre duas firmas estabelecidas em estágios complementares da cadeia produtiva;
- b) Integração Vertical / Verticalização / Hierarquia: forma extrema de arranjo vertical, onde apenas uma única empresa controla dois ou mais estágios da cadeia de produção, se configurando como o caso clássico de integração vertical;
- c) Integração Vertical Parcial (*Tapered Integration*): apenas parte da produção da subsidiária à montante atende, também parcialmente, a empresa à jusante;
- d) Controle Vertical / Relações Contratuais Verticais: etapas complementares da cadeia produtiva são realizadas por empresas distintas, entretanto uma empresa controla a outra, estabelecendo restrições aos demais concorrentes;
- e) Quase-integração Vertical: estabelecimento de relacionamentos financeiros ou acionários entre firmas.

Importante notar que dada a complexidade das relações presentes nas cadeias de agregação de valor, os processos de verticalização não ocorrem de maneira homogênea ou linear, sendo determinados em grande parte pelos interesses e objetivos que condicionam as empresas em se integrar verticalmente.

### 1.3.2 Determinantes da integração vertical

Muitos podem ser os fatores que influenciam na decisão de uma empresa em integrar-se verticalmente. Para Britto (2002) é possível classificá-los em três tipos: fatores de ordem técnica, busca por maior eficiência econômica e fatores de caráter competitivo.

Quanto aos determinantes de ordem técnica o autor destaca:

- a) desequilíbrios ou descompassos entre os estágios da cadeia produtiva decorrentes de mudanças tecnológicas;



- b) externalidades tecnológicas positivas decorrentes de interconexões ou interdependências entre atividades, tanto no que se refere à questões técnicas como mercadológicas<sup>23</sup>;
- c) necessidade de desenvolvimento de novas competências, tanto à jusante como à montante da cadeia produtiva, buscando uma maior “divergência” (quando este processo ocorre para frente), ou uma maior “convergência” (quando este processo ocorre para trás) em relação às suas atividades originais; e
- d) necessidade de equalização das escalas de produção entre os diferentes estágios de produção da cadeia.

Com relação a maior eficiência econômica é destacado:

- a) redução dos custos de produção decorrentes de uma maior racionalidade nas operações da empresa, com redução dos níveis de estoques, redução dos custos indiretos, custos de transportes e maior escala na aquisição de insumos comuns;
- b) ganhos de eficiência, decorrentes da obtenção de economias de escala e escopo resultantes da expansão de suas atividades;
- c) redução dos custos de transação, em especial quando a integração ocorrer em atividades que apresentam alta especificidade de seus ativos, facilitando a aquisição de fatores em outros mercados;
- d) melhora da segurança da empresa quanto ao suprimento de insumos críticos, tanto quantitativa como qualitativamente; e
- e) possibilidade de utilização de preços de transferência entre operações das unidades da empresa.

Por fim, sob a ótica da competitividade, o autor ressalta que as empresas, quando se integram verticalmente, também buscam:

- a) exploração de mercados cativos e de preços de transferência, frente a competidores que não gozam da mesma condição;
- b) estabelecer barreiras à entrada de novos competidores que, em estágio inicial, não se valem desta condição.

Uma vertente importante presente na literatura econômica que permite compreender os motivos que conduzem a atos de integração vertical por parte das empresas, é a chamada Economia dos Custos de Transação (ECT). Dentro desta

---

<sup>23</sup> A este respeito o autor cita como exemplo os setores de elétrico e de telecomunicação que conseguem níveis maiores de eficiência quanto se integram a outros estágios do seu processo de produção.

abordagem, busca-se analisar os processos de integração vertical como modo de minimização dos custos transacionais, permitindo ganhos de eficiência<sup>24</sup>.

Por custos de transação entendem-se como aqueles que não estão diretamente relacionados à atividade produtiva em si, mas sim às formas pelas quais as transações econômicas são realizadas, tais como, os custos com coleta de informações relevantes e negociação, elaboração de contratos e monitoramento dos termos acordados (PINTO JR.; PIRES, 2000). Além disso, as transações diferem umas das outras, o que explica a existência de diferentes arranjos institucionais para reger cada transação. Segundo Williamson (1985) as transações se diferenciam em função de três atributos:

- a) Especificidade do ativo: como tratado anteriormente, um ativo é considerado específico quando da cessão da transação pela qual ele foi concebido, ocorre uma perda significativa em seu valor, uma vez que ele se destina exclusivamente àquele fim, e seu aproveitamento é muito limitado em outras atividades. Esta característica, somada a possibilidade de comportamentos oportunistas por parte dos demais agentes econômicos resulta em grandes riscos para a firma e consideráveis dificuldades de adaptação. Nestes casos, pode ocorrer o que a literatura denomina de problema do refém (*hold-up*), onde uma das partes ameaça encerrar a relação com a parte detentora do ativo mais especializado (FIANI; PINTO JR., 2002). Deste modo, como aponta Azevedo (1996), quanto maior a especificidade do ativo, maiores são os custos de transação, uma vez que é necessária a criação de mecanismos de proteção contratual<sup>25</sup>;
- b) Frequência: representa a recorrência com que uma transação se efetiva. A repetição de uma mesma espécie de transação é um dos elementos relevantes para a escolha dos mecanismos de governança adequados, bem como do surgimento de reputação por parte dos agentes, determinando assim custos de transação menores ou maiores em função dos comportamentos apresentados pelas partes.
- c) Incerteza: a incerteza presente nas transações decorre em grande medida da assimetria de informação entre os agentes, resultando em problemas de

---

<sup>24</sup> Na abordagem dada pela Economia dos Custos de Transação, a pressuposição neoclássica de informação perfeita e da racionalidade total dos agentes econômicos é relaxada.

<sup>25</sup> FIANI (2002) ressalta ainda que a especificidade dos ativos é uma condição necessária para que o risco associado à atitudes oportunistas seja significativo, uma vez que em havendo numerosos vendedores ou compradores os comportamentos oportunistas são mais muito mais reduzidos.

seleção adversa e risco moral<sup>26</sup>, o que amplia as lacunas presentes nos contratos, elevando assim os custos de transação;

Assim, a especificidade dos ativos, a incerteza e os comportamentos oportunistas, somados a racionalidade limitada dos agentes<sup>27</sup> e a complexidade inerente aos ambientes onde as transações ocorrem, geram grandes dificuldades para negociar e redigir os contratos que regulamentam as transações, com custos que variam de acordo com suas características. Para reduzir estes custos criam-se estruturas de governança.

Williamson (1985) *apud* Fiani (2002) classifica as estruturas de governança e como elas se relacionam com o tipo de investimento realizado pela firma:

- a) Governança pelo mercado: adotada em situações onde não há grande especificidade nas transações que ocorrem recorrentemente, não demandando grandes esforços em sustentar as relações. Situação que se aproxima muito do mercado puro;
- b) Governança Trilateral: nela é exigida estabelecimento antecipado de uma terceira parte, tanto na avaliação da execução da transação e em eventuais litígios, sendo mais indicada em transações ocasionais, de nível médio ou mesmo alto de especificidade;
- c) Governança Específica de Transação: diante da natureza das transações, há um risco considerável de surgimento de conflitos de solução custosa, tendo como melhor solução o estabelecimento de uma estrutura unificada e hierarquizada, que cresce com o caráter idiossincrático do investimento ou, em determinadas situações, a pactuação de contratos de relacionamento entre as partes.

O Quadro 1 sintetiza as estruturas de governança em função do tipo e frequência da transação :

---

<sup>26</sup> Risco moral pode ser entendido como uma forma de oportunismo pós-contratual da parte que possui uma informação privada, podendo dela tirar proveito em detrimento da outra parte envolvida. Nestes casos, a falta de uma constatação prática dos instrumentos contratuais, tais como a especificação clara dos objetos envolvidos no contrato, o entendimento pleno das condições e dos atributos, bem como os termos de transação, podem gerar procedimentos e comportamentos oportunistas. Já o conceito de seleção adversa trata da possibilidade de uma parte contratual conhecer, antes da contratação, detalhes que afetam a avaliação da transação e que são desconhecidos da outra parte. Neste sentido, a parte mais informada em uma relação de transação pode decidir liberar sua informação privada de forma seletiva. Ver mais em VISCUSI *et al.* (1995).

<sup>27</sup> Segundo SIMON (1961) *apud* FIANI (2002) a quantidade da informação requerida para se tomar uma decisão racional é relativamente complexa para o agente adquirir, armazenar, processar e usufruir desta informação, apresentando assim grandes limitações.

QUADRO 1 – CARACTERÍSTICAS DAS TRANSAÇÕES

		Grau de especificidade		
		Não específico	Misto	Específico
Frequência	Ocasional	Governança de mercado	Governança trilateral	Governança trilateral
	Recorrente	Governança de mercado	Governança bilateral (contrato de relação)	Organização interna (Empresa)

Fonte: Williamson (1986)

Como se pode perceber, sob a perspectiva da Teoria dos Custos de Transação, quanto mais a direita e abaixo da tabela, maior é a tendência da substituição das relações de mercado por transações intra firma. Como destaca Fiani (2002), isto ocorre porque a empresa compara os custos operacionais de uma integração vertical e os custos de transação que teria ao optar por transacionar com o mercado, derivando daí a decisão de integrar-se ou não<sup>28</sup>.

Contudo, seria limitado acreditar que as estratégias de verticalização decorrem somente da busca da empresa por menores custos e consequente ampliação de seus lucros. Sob este aspecto, Possas, Fagundes e Pondé (1998) asseveram que muitas empresas percebem na integração vertical uma oportunidade para a obtenção de incrementos de eficiência, tais como, o (a) aproveitamento de oportunidades criadas pelo aprendizado tecnológico dentro de suas estruturas; (b) a minimização de problemas de coordenação expressos em menores custos de transação; e (c) a necessidade de explorar sinergias ou oportunidades de aprendizado interativos para o desenvolvimento de tecnologias que apresentam algum grau de complexidade sistêmica.

Autores como Penrose (2006) e Dosi, Teece e Winter (1992) estabelecem uma abordagem que relaciona as trajetórias de expansão das empresas, entre elas a integração vertical, com a busca por maior eficiência competitiva. Dentro de uma postura mais dinâmica, algumas empresas levam em conta elementos como inovação, criação de mercados e busca por novas habilidades técnicas em suas decisões de verticalizar-se com estágios vizinhos em suas cadeias produtivas.

A possibilidade de estender para ramos competitivos, imperfeições de mercado como as presentes nas indústrias de rede, podendo extrair deles rendas e discriminar preços, também representam incentivos para verticalização. Nestes casos, segundo Cavalcanti e Dowell (1998) é possível identificar as seguintes situações:

<sup>28</sup> Estudos empíricos comprovam a tendência de verticalização em situações de maior complexidade e especificidade das transações. Ver mais em JOSKOW (1991).

- a) Integração para frente de uma indústria monopolista no processo *upstream* com a indústria competitiva no processo *downstream*, que utiliza o produto monopolista como insumo, buscando aumento dos seus lucros por meio da internalização dos ganhos de eficiência e do aumento do preço final;
- b) Integração para trás de monopsonio (*downstream*) com mercado competitivo no processo *upstream*, elevando às barreiras à entrada, obrigando potenciais entrantes a entrar em dois estágios de produção ao invés de em apenas um;
- c) Integração para frente de um monopolista no processo *upstream* com firmas do processo *downstream* em concorrência monopolística (varejistas diferenciados e competição pelos consumidores), com redução ou eliminação do *markup* no processo *downstream*, reduzindo o número de varejistas.

Deste modo, verticalizadas e se valendo da sua posição dominante em outros elos da cadeia de produção, estas empresa podem utilizar condutas restritivas, prejudicando, impedindo ou mesmo eliminando seus concorrentes, adotando práticas que serão melhor abordadas na seção seguinte.

#### 1. 4 RESTRIÇÕES VERTICAIS À CONCORRÊNCIA

Na teoria econômica, as condutas anticompetitivas costumam ser classificadas em dois tipos:

- a) horizontais; e
- b) verticais.

Mello e Possas (2002) definem condutas anticompetitivas horizontais como aquelas que reduzem a concorrência em um mesmo mercado, no qual diferentes firmas atuam como compradoras ou vendedoras de produtos similares entre si, e buscam aumentar seu poder neste ambiente. Possas, Fagundes e Pondé (1998) destacam que entre as condutas anticompetitivas horizontais incluem-se as práticas de combinação de preços (cartéis e conluios), cooperação entre concorrentes (condutas “concertadas”) e preços predatórios<sup>29</sup>.

---

<sup>29</sup> Como o objeto deste estudo é um caso de restrição vertical à concorrência, as condutas horizontais não serão aprofundadas.

Por seu turno, as condutas anticompetitivas verticais podem ser definidas como limitações impostas pelos ofertantes de produtos ou serviços a outros agentes econômicos que comercialmente se relacionam ao longo de uma cadeia produtiva, afetando o processo concorrencial, podendo ocorrer tanto a montante ou a jusante de seu estágio de produção (PONDÉ; FAGUNDES; POSSAS, 2001).

Segundo Mello (2001), Mello e Possas (2002), Pinto Jr. *et al.* (2007), entre outros, os principais tipos de restrições verticais são:

- a) Fixação de preços de revenda (*Resale Price Maintenance*): estabelecimento, por parte do produtor, de preços máximos, mínimos ou rígidos, a serem adotados pelos distribuidores ou revendedores de seus produtos. A competição à jusante da cadeia pode ser fortemente restringida uma vez que os preços dos comercializadores se tornam mais inflexíveis;
- b) Acordos de exclusividade: consistem no estabelecimento de acordos para comercialização de produtos de forma exclusiva, onde as empresas do *downstream* passam a comercializar produtos somente com determinado distribuidor ou revendedor. Os efeitos anticompetitivos mais comuns resultantes desta prática são: a) o fechamento do mercado para concorrentes efetivos e potenciais, através do controle do produto sobre os canais de venda e de distribuição (*fore closure*); b) com menos distribuidores ou revendedores ofertando determinado produto, em virtude da celebração destes acordos, torna-se muito mais factível a concentração de poder de mercado em poucos agentes, favorecendo a coordenação de preços de forma tácita ou através da formação de cartel;
- c) Venda Casada: prática de venda conjugada de produtos e/ou serviços sem que haja a opção de adquirir cada produto separadamente. Nestes casos, uma a empresa possui poder de mercado em pelo menos um produto, obrigando os consumidores a obter um segundo produto em decorrência da complementaridade entre os dois. Os principais efeitos anticompetitivos derivados desta prática são: o bloqueio de acesso aos canais de distribuição, já que o consumidor é forçado a adquirir produtos além do que realmente necessita. Além disso, se observa um aumento das barreiras à entrada aos novos entrantes, uma vez que para competir sob as mesmas condições, torna-se forçoso o desenvolvimento de produtos adicionais para poder colocar o produto principal no mercado;

- d) Recusa de Negociação: recusa na venda ou compra de um bem ou serviço por um determinado agente em condições consideradas normais de mercado. No que se refere às relações comerciais verticais é bastante comum que a recusa de negociação seja decorrente da adoção de outras práticas restritivas verticais, tais como a fixação de preço de revenda e a celebração de contratos de exclusividade;
- e) Discriminação de preços: imposição por parte do ofertante de preços distintos de um mesmo produto para compradores diferentes. No tocante às relações contratuais verticais, a discriminação de preços impõem danos ao processo concorrencial quando inserida dentro de uma estratégia da empresa dominante para inviabilizar o acesso ao mercado de novas firmas ofertantes. Nas situações em que uma empresa detém controle parcial ou total sobre uma rede ou estrutura essencial, a discriminação de preços ou a discriminação por meio de condições operacionais de venda ou de prestação de serviços pode ser utilizada para elevar o custo dos concorrentes, impedindo a concorrência no mercado à jusante da cadeia.

No tocante aos segmentos de infraestrutura e indústrias de rede, em especial nos setores onde há a convivência de empresas verticalizadas e não verticalizadas, as práticas descritas acima são comuns e mesmo usuais. Nestes casos, as empresas verticalizadas buscam prejudicar ou eliminar seus concorrentes mais frágeis (não verticalizadas), ampliando sua participação no mercado e consolidando uma posição dominante. Araujo Jr. (2005) chama a atenção para as seguintes práticas anticoncorrenciais praticadas nestes segmentos, tais como, discriminação de preços, demora na realização de serviços essenciais, piora na qualidade dos serviços prestados, recusa de negociação ou ações que resultem em elevação de custos para os seus concorrentes.

## **2 MARCO REGULATÓRIO DOS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL NO BRASIL**

O objetivo desta seção é sintetizar as principais mudanças na estrutura produtiva e institucional dos setores elétrico e de gás natural brasileiros. Para tanto, serão descritas as principais reformas levadas cabo a partir de 1990, assim como o atual aparato regulatório e institucional construído em ambos os setores a partir deste período. Vale destacar que a importância desta síntese está em situar onde se localiza o problema analisado por este estudo, além de melhor compreender os motivos da elevada concentração no setor de gás natural brasileiro. Para consecução deste objetivo, esta seção se subdivide em duas partes: uma que trata o setor elétrico e outra o setor de gás natural.

### **2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ANTES DAS REFORMAS**

Até o início da década de 1990, era bastante comum na estrutura do setor elétrico brasileiro a presença de monopólios verticalmente integrados aglutinando as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. As tarifas eram reguladas pelo custo do serviço com direito a uma remuneração mínima garantida às empresas, sem contrapartidas como a redução de custos, melhorias na qualidade e eficiência dos serviços prestados. Empresas deficitárias eram socorridas por mecanismos de equalização tarifária que transferiam recursos entre as empresas do setor.

Os agentes eram, na grande maioria, empresas estatais, havendo uma reduzida participação do capital privado. O planejamento e a expansão eram determinados pelo governo e os investimentos na grande maioria eram suportados por recursos oficiais ou por outros mecanismos, como o autofinanciamento, empréstimos compulsórios impostos aos usuários, tributos setoriais ou recursos externos.

A estrutura industrial do setor era constituída por diversas concessionárias de serviço público, agrupadas em três categorias (PINTO JR. *et al.*, 2007):

- a) Supridoras regionais: subsidiárias da Eletrobrás como a CHESF, Furnas, Eletrosul e Eletronorte, responsáveis pela operação de usinas



geradoras e de grande parte das malhas de transmissão existentes no país;

- b) Concessionárias verticalizadas: empresas estaduais que atuavam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, fazendo parte deste grupo empresas como CEMIG, COPEL, CESP, CEEE, entre outras;
- c) Empresas distribuidoras: empresas voltadas para o fornecimento de energia aos consumidores finais, algumas delas atuando, excepcionalmente, também como geradoras. Compunha este grupo as concessionárias estatais e privadas presentes nos estados.

O acompanhamento das atividades do setor era realizado pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), órgão criado em 1968, e responsável pelo planejamento, coordenação, execução e fiscalização das atividades do setor elétrico e do aproveitamento das águas no país, que funcionava aos moldes de uma agência reguladora<sup>30</sup> (GANIN, 2009).

Pinto Jr. *et al.* (2007) e Tolmasquim (2011) ressaltam que, a despeito das críticas e questionamentos em torno do modelo construído, foi graças a ele que partir da década de 1940 a indústria elétrica brasileira cresceu de maneira sustentada por quase quarenta anos, com expansão na geração de energia, ampliação do acesso aos consumidores, melhora na qualidade dos serviços e tarifas reais decrescentes.

Contudo, no início da década de 1980, a crise econômica vivida pelos países da América Latina, em especial o Brasil, imprimiu severas restrições ao setor elétrico. A deterioração das condições de financiamento interno e externo, a elevação das taxas de juros e a utilização das tarifas como instrumento anti-inflacionário, foram alguns dos elementos que determinaram o início de um período de crise no setor. Oliveira (2011) destaca que a partir deste período o setor elétrico converteu-se em um dos gargalos limitantes ao crescimento econômico do país, uma vez que as concessionárias não reuniam condições econômico-financeiras diante das necessidades de expansão do sistema, muito menos o Estado brasileiro,

---

<sup>30</sup> Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) foi criado através do Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, e tinha como finalidade o planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; a supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas; bem como a supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade. Ver mais também em TOLMASQUIN (2011).

que assolado pela crise econômica e fiscal do período, era incapaz de financiar a expansão do setor (TOLMASQUIM, 2011).

O caminho adotado para reversão deste quadro foi a adoção de um amplo conjunto de medidas que priorizavam a estabilidade econômica e o controle inflacionário, além de mudanças estruturais, como as reformas da previdência social e administrativa, a abertura comercial, a desregulamentação financeira e um vasto programa de privatizações (FIORI, 1997). Além disso, a crença disseminada em grande parte da sociedade de que ao Estado caberia a função única e exclusiva de regulador da atividade econômica, também representou um importante motor para as reformas, em especial nos setores de infraestrutura e indústrias de rede onde a participação do setor privado deveria ser incentivada (ALMEIDA; PINTO JR., 2005).

Diante disso, Pinto Jr. *et al.* (2007) destaca que as reformas preconizadas para o setor elétrico deveriam buscar em especial:

- a) Uma melhora na situação fiscal do Estado, através da redução do déficit público via venda de ativos;
- b) Restaurar o fluxo de financiamentos e assegurar o desenvolvimento do programa de investimentos, em especial através do setor privado;
- c) Tornar as empresas de energia elétricas mais eficientes;
- d) Sob esta perspectiva é que se iniciam as reformas no setor elétrico brasileiro.

### 2.1.1 O primeiro ciclo de reformas

Os primeiros passos da reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorreram ainda no início da década de 1990, através da edição da Lei nº 8.631/1993. Dentre as mudanças promovidas destacam-se (a) a substituição do regime de remuneração garantida e da tarifação pelo custo para o regime de tarifação pelo preço do serviço (*Price Cap*); (b) a eliminação dos mecanismos de equalização tarifária que tinham por finalidade a redução de desigualdades regionais entre as tarifas para o cálculo individual para cada concessionária; e (c) a previsão da obrigatoriedade de formalização de contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores.

Convém destacar, que a intenção destas reformas consistia, em grande parte, em despertar nas concessionárias uma maior preocupação com a gestão de

seus custos através da mudança de regime tarifário, além de iniciar o processo de separação entre estas atividades de geração e distribuição de energia através da formalização dos contratos de suprimento.

Na sequência, em 1995 a Lei nº 8.987/1995 dispôs sobre os regimes de concessão e permissão dos serviços públicos, previstos no artigo 175 da Constituição Federal. Esta lei trouxe mudanças importantes para o regramento das concessões de serviços públicos e de infraestrutura no país, que repercutiram fortemente sobre do setor elétrico, entre eles o conceito de “Serviço Adequado” a ser prestado pelos concessionários, a reafirmação da tarifação dos serviços através do preço, a obrigatoriedade de licitação prévia para as outorgas aos concessionários, assim como os respectivos prazos de vigência para as concessões.

Também em 1995 foi promulgada a Lei 9.074/1995 que disciplinou as normas para as outorgas e prorrogações das concessões e permissões de serviço público e que já estavam em operação e funcionamento antes de sua edição, mas ainda não detinham contrato de concessão. Através dela foram criadas duas figuras jurídicas de grande importância dentro do novo modelo de organização do setor:

- a) o Produtor Independente de Energia (PIE), que produz energia elétrica e pode comercializá-la no sistema por sua conta e risco; e
- b) o Consumidor Livre, com a prerrogativa de adquirir energia fora do mercado cativo das distribuidoras.

A criação destas duas figuras tinha por objetivo lançar as bases para o estabelecimento de um mercado atacadista entre geradores e grandes consumidores de energia. Assim, as distribuidoras vedadas do autossuprimento e os grandes consumidores que estivessem fora do mercado cativo – Consumidores Livres - poderiam contratar sua energia diretamente dos geradores, negociando livremente os montantes de energia que necessitassem. Este mecanismo permitiria a entrada da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, até então inexistente em função da estrutura verticalizada das empresas do setor.

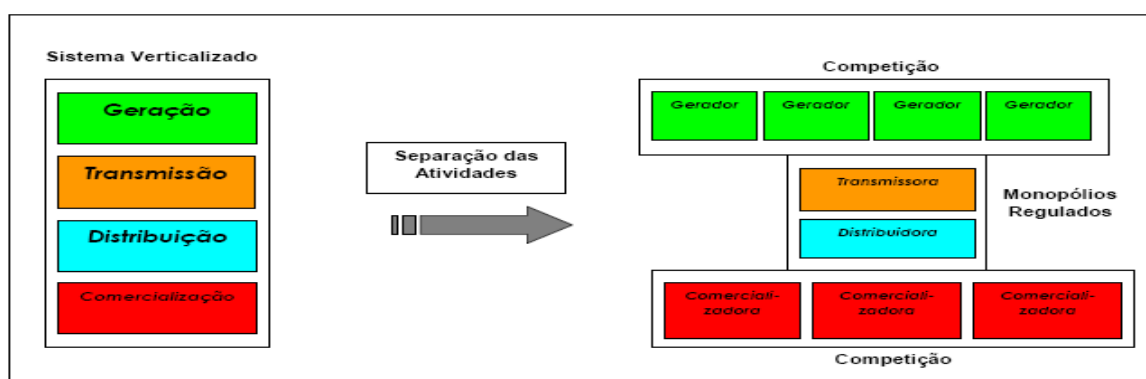
Com relação aos agentes institucionais, em 1996 foi editada a Lei nº 9427/1996 que instituiu a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A Lei nº 9648 de 27 de maio de 1998 criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE), onde seriam comercializados os montantes de energia do Sistema Interligado Nacional

(SIN<sup>31</sup>). A mesma lei criou o Operador Nacional do Sistema (ONS), órgão este responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no país.

Todas estas medidas buscavam estabelecer uma nova estrutura de organização ao setor, com a preservação dos regimes monopolistas na gestão das redes de transporte (transmissão e distribuição) e a efetivação de um mercado atacadista para que geradores e consumidores pudessem contratar livremente os fluxos energéticos que transitam pelas redes de transporte<sup>32</sup>.

A Figura 2 ilustra o formato desta nova estrutura.

FIGURA 2 – MUDANÇAS ESTRUTURAIS NA INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA



Elaboração: O Autor

Assim, a estrutura verticalmente integrada deu lugar à outra mais horizontal, onde as atividades de geração e comercialização são competitivas e pouco reguladas. Já a transmissão e distribuição, típicos monopólios naturais, passaram a ser controladas através de rígidas normas tarifárias, de acesso e de qualidade.

Paralelamente a estas reformas, também foi iniciado o processo de privatização das distribuidoras estatais, dentro do chamado “Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais” (PEPE). Através deste programa, o governo federal antecipava aos Estados os recursos que seriam obtidos por meio da venda de suas estatais (PIRES, 2000). Neste contexto, várias empresas estaduais de energia foram

<sup>31</sup> O Sistema Interligado Nacional (SIN) compreende o conjunto de usinas e redes de transmissão que representam mais de 90% da capacidade de geração e transmissão de energia no país. Sua operação ocorre de modo centralizado através do Operador Nacional do Sistema (ONS). O Capítulo 3 desta dissertação analisará de modo mais detido as características e o funcionamento do SIN.

<sup>32</sup> OLIVEIRA (2007) ressalta que as reformas adotadas pelo setor elétrico brasileiro se baseiam em grande parte no modelo instituído na Inglaterra ao longo da década de 1980.

sendo reestruturadas para que posteriormente fossem à venda, tais como Light, Escelsa, Gerasul, Eletropaulo, CPFL, Enersul, Coelce, Celpa e Celpe.

### 2.1.2 O segundo ciclo de reformas – a construção do modelo atual

A despeito de todas estas mudanças descritas anteriormente, o setor elétrico ainda não havia assumido seu formato atual. Em 2001 o país foi surpreendido pela necessidade de um racionamento de energia elétrica, evento conhecido como a “Crise do Apagão”<sup>33</sup>. Diante disto, o novo modelo passou a ser fortemente questionado, inclusive quanto aos benefícios econômicos anunciados pela introdução da concorrência no setor (OLIVEIRA, 2011). Tolmasquin (2011) aponta que a estrutura resultante do primeiro ciclo de reformas não foi capaz de equacionar questões como a confiabilidade no suprimento, modicidade tarifária e universalidade dos serviços, necessitando de alterações especialmente em seu arranjo institucional.

Diante disto, em 2004 foi iniciado um novo ciclo de reformas. Parte do marco regulatório do setor foi alterado com a promulgação da Lei nº 10.848 de 15 de março e o Decreto nº 5163 de 30 de julho, que introduziram novas regras para a comercialização da energia elétrica no país, buscando diminuir os riscos de falta de suprimento até então muito presentes. Dentre as medidas adotadas destacam-se:

- a) Criação de dois ambientes para a comercialização, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) voltado para a aquisição de energia dos concessionários do serviço público de distribuição, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), para a comercialização da energia proveniente dos geradores, comercializadores e importadores com os consumidores livres. Além disso, foi totalmente vedado o auto-suprimento (“*self-dealing*”) para aqueles agentes que detinham de modo conjunto ativos de geração e distribuição, inviabilizando a verticalização entre estes segmentos da cadeia produtiva do setor;

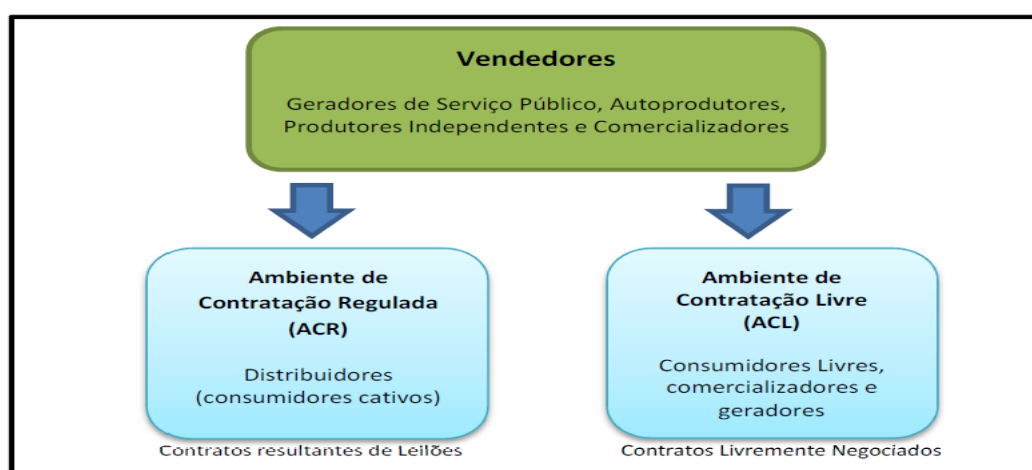
---

<sup>33</sup> O racionamento de energia elétrica no Brasil foi implantado vigorou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, tendo como órgão gestor a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). As regiões afetadas foram a Norte, Nordeste, Centro Oeste e Sudeste, tendo algumas particularidades entre regiões e estados. A única região do País que não sofreu racionamento foi a região Sul, devido a ter sobras na geração de energia elétrica e limitação de transporte de energia para as outras regiões deficitárias.

- b) A obrigatoriedade das distribuidoras contratar seu suprimento de energia através de leilões, que seriam segregados em função da “idade” da energia. Deste modo, a energia proveniente de usinas já em operação seria comercializada nos chamados leilões de “energia existente”, enquanto que os novos empreendimentos de geração nos leilões de “energia nova”;
- c) Quanto à segurança no abastecimento, as distribuidoras deveriam apresentar 100% de sua carga contratada, e as geradoras, por sua vez, só poderiam negociar o lastro físico de suas usinas<sup>34</sup>. Este regramento impôs aos agentes a necessidade de um comportamento bastante conservador em suas práticas de comercialização de energia elétrica.

A Figura 3 ilustra a nova estrutura da comercialização no país.

FIGURA 3 - COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL A PARTIR DE 2004



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Oliveira (2011) ressalta que neste novo ciclo de mudanças as premissas assumidas nas reformas de 1995 foram mantidas, tais como estímulo à concorrência nos segmentos de geração e comercialização e a preservação dos monopólios naturais no segmento de transmissão e distribuição. Entretanto, as mudanças mais importantes se fixaram no mercado atacadista de energia, através da adoção de

<sup>34</sup> As centrais hidrelétricas recebem certificados que lhes garantem uma quantidade de energia assegurada que representa apenas uma parcela da potência instalada da usina. Esta energia, também chamada de Garantia Física, é calculada através de modelos que consideram a disponibilidade da usina ao longo do tempo, afluência dos rios, otimização do reservatório, manutenções programadas, entre outros. Este conceito será melhor aprofundado nas seções seguintes.

leilões para contratação de energia por parte das distribuidoras (mercado regulado). Além disso, a segregação de leilões para contratação de energia proveniente de novas usinas (energia nova) e de usinas já existentes (energia existente), também representou uma inovação importante, pois permitiu a introdução do conceito de preços distintos entre a energia de empreendimentos novos, com grandes parcelas de capital a serem remuneradas, e a energia dos empreendimentos antigos já depreciados, amortizados e teoricamente mais barata.

Quanto aos contratos entre os geradores e as distribuidoras foram adotados prazos de vigência e entrega do suprimento em função da “idade” da energia. Para os empreendimentos existentes o prazo de duração dos contratos passou a ter entre 1 a 15 anos, e a entrega da energia em até um ano. Para a energia nova os contratos passaram a ter maior duração, entre 15 a 30 anos e a entrega do suprimento num horizonte entre três e cinco anos<sup>35</sup>. A Tabela 2 sintetiza estas características contratuais.

TABELA 2 – CONTRATOS DE ENERGIA – PRAZOS DE ENTREGA E VIGÊNCIA

<b>Tipo da Energia</b>	<b>Prazo do Contrato</b>	<b>Prazo entrega da energia</b>	<b>Tipo do empreendimento</b>
Energia Existente	1 a 15 anos	Um ano	Usinas existentes
Energia Nova	15 a 30 anos	Entre 3 a 5 anos	Usinas a serem construídas

Elaboração: O Autor

Para melhor equalizar eventuais variações na demanda de energia elétrica com as necessidades de expansão da geração, as distribuidoras passaram a ser obrigadas a declarar anualmente a previsão de crescimento dos seus mercados para um horizonte de cinco anos. De posse destas declarações e de suas projeções de crescimento econômico, o governo avalia o aumento do demanda e determina os projetos de geração e transmissão de energia que devem ser leiloados para atender às necessidades do sistema. Importante destacar que a

<sup>35</sup> O prazo entre 3 e 5 anos para a entrega da energia representa o tempo necessário para a construção das unidades geradoras. Usinas hidrelétricas de maior porte necessitam de aproximadamente 5 anos para entrar em operação, enquanto que pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas em torno de 3 anos. Para os leilões de energia nova o Ministério de Minas e Energia (MME) indica e habilita os sítios hidrelétricos e as térmicas para participarem em leilões de energia, que atenderão o consumo dos consumidores cativos das distribuidoras. Os concorrentes na disputa pela construção e exploração do projeto são informadas quanto ao certificado de energia assegurada que lhes cabe, e o MME determina a quantidade de energia que é demandada nos leilões, assim como o preço máximo que será aceito pela energia ofertada.

centralização destas informações, para através delas indicar as usinas e os tipos de fontes de produção de energia a serem leiloadas, demonstra claramente o retorno do governo no planejamento da expansão do setor e que havia sido relaxado durante o primeiro ciclo de reformas.

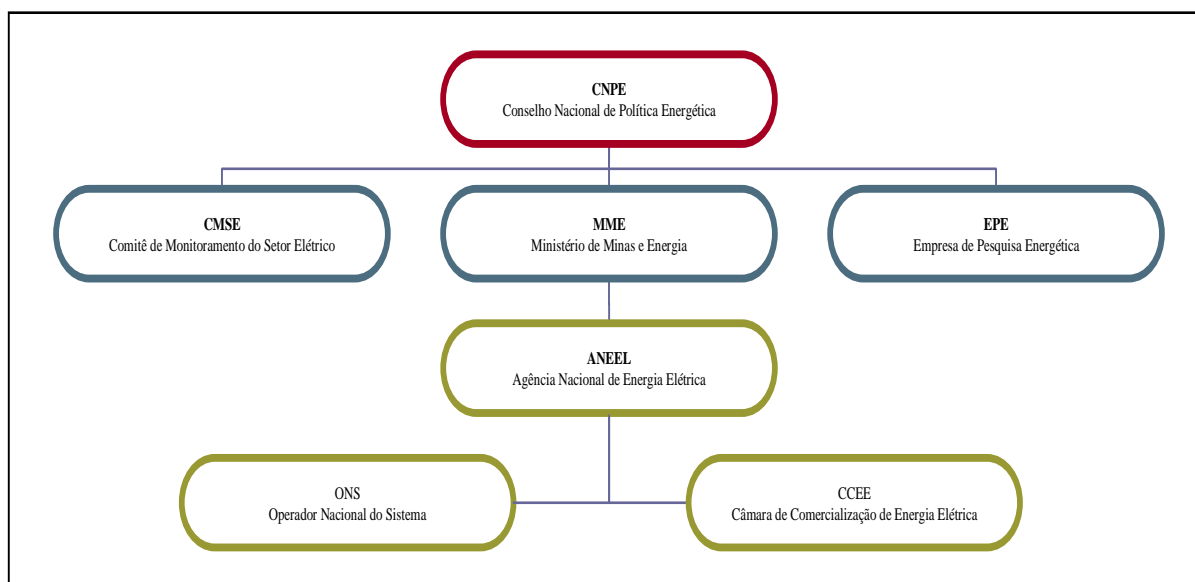
Para dar suporte a este novo arranjo, foi necessário fortalecer o aparato institucional vigente à época com a criação de novos agentes institucionais, dentre os quais se destacam:

- a) **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**: criado pela Lei 10.848/2004, sua finalidade é monitorar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético brasileiro, acompanhando as atividades em todos os segmentos do setor elétrico, inclusive em setores que com ele fazem interface, como os de gás natural, petróleo e derivados, identificando e apontando os possíveis obstáculos que afetem a regularidade e continuidade do sistema;
- b) **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**: também criado pela Lei nº 10.848/2004 em substituição ao MAE (Mercado Atacadista de Energia), a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no país. Dentre suas principais atribuições estão: promover os leilões de energia delegados pela ANEEL; registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), assim como o registro do lastro físico dos agentes para efeitos de contabilização energética; apurar o Preço de Liquidação de diferenças (PLD) indicador utilizado para liquidar as operações de curto prazo;
- c) **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**: vinculada ao Ministério de Minas e Energia e instituída pela Lei nº 10.847/2004, sua finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas, destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético brasileiro. No setor elétrico executa o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo, realizando análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas, a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica, entre outras funções.



A Figura 4 ilustra a atual configuração institucional do setor elétrico brasileiro.

FIGURA 4 – AGENTES INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Neste novo ordenamento institucional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) excuta atividades regulatórias e fiscalizadoras, enquanto que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas Energia (MME) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) executam atividades típicas de governo tais como a proposição, formulação e implementação de políticas, além do monitoramento das atividades relacionadas ao setor. Esta separação de competências entre o poder político (governo) e o poder do Estado (regulatório) teve por objetivo, segundo Tolmasquim (2011), preservar a independência da agência reguladora. O Operador Nacional do Sistema (ONS) e a Câmara de Comercialização de energia Elétrica (CCEE) realizam a gestão da operação do sistema, o primeiro controlando o *despacho otimizado*<sup>36</sup> das usinas e o segundo, o controle e a liquidação dos contratos de energia entre os agentes.

<sup>36</sup> O despacho otimizado consiste em reduzir os custos de geração considerando uma série de variáveis como: a água acumulada nos reservatórios das hidrelétricas, índices pluviométricos, preços futuros dos combustíveis, entrada em operação de novas centrais geradoras, demanda de energia nos anos futuros, etc. Os critérios de operação do sistema são oportunamente tratados no Capítulo 4 deste trabalho.

Deste modo, a despeito da manutenção do modelo implantado a partir de 1995, com desverticalização das atividades e concorrência nos segmentos de geração e comercialização, a partir de 2004 o modelo do setor elétrico brasileiro passou por transformações significativas, especialmente no tocante à comercialização e na estruturação de um mercado atacadista de energia. Na Tabela 3 é possível comparar as principais mudanças ocorridas no setor a partir de 1995<sup>37</sup>.

TABELA 3 – COMPARATIVO DOS PRINCIPAIS FUNDAMENTOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

<b>Modelo antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Transição (de 1995 à 2003)</b>	<b>Novo Modelo (a partir de 2004)</b>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores livres e cativos	Consumidores livres e cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociadas na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado regulado	Mercado Livre	Convivência entre mercados livre e regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho nacional de política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

<sup>37</sup> Uma mudança recente no setor, e que a despeito da importância, não interfere no problema analisado por este estudo, foi a antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição, outorgadas anteriormente a 1995 e que teriam seu vencimento em 2015. Pela legislação atual, estas concessões deveriam ser relicitadas ao final do prazo da concessão, contudo, justificando através do risco de “descontinuidade” dos serviços, o governo emitiu a Medida Provisória Nº 579/2012, o Decreto Nº 7.803/2012 e a Lei Nº 12.783/2013 prorrogando antecipadamente as referidas concessões por mais trinta anos, para aqueles concessionários que aceitassem as novas regras propostas. Só no segmento de geração, a capacidade instalada com concessões vincendas até 2017 representava aproximadamente 20% do parque gerador brasileiro. Os concessionários que aderiram ao programa tiveram a energia de suas usinas alocadas para as distribuidoras através de cotas, ficando fora dos ambientes de comercialização. Com relação ao modelo de comercialização existente, a medida não trouxe mudanças, mantendo inalteradas as condições vigentes.

Quanto aos resultados e benefícios destas reformas, o saldo parece ser favorável. Autores como Tolmasquim (2011), Pinto Jr. *et al.* (2007), Nery *et al.* (2012), entre outros, destacam que o modelo atual introduziu uma maior competitividade resultando em benefícios para o setor. Neste sentido, os leilões de energia assumiram um papel importante e permitiram a criação das condições necessárias para a expansão da capacidade da geração do país de modo eficiente e seguro. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) entre os anos de 2005 a 2012 foram licitados 490 (quatrocentos e noventa) novos empreendimentos de geração. Nery *et al.* (2012) destaca que somente entre 2005 até o final de 2011 foram acrescidos aproximadamente 60.000 megawatts na capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional contratados através dos leilões, com mais de duzentos e trinta bilhões de reais em investimentos e trajetória de preços médios declinantes<sup>38</sup>.

Porém, questões como tarifas elevadas, o peso excessivo dos impostos e a incidência de vários outros encargos nas contas de energia, além do risco de novos racionamentos<sup>39</sup>, indicam que o modelo ainda carece de aprimoramentos (OLIVEIRA, 2011). Contudo, a despeito destes problemas, sua espinha dorsal não deverá sofrer mudanças. A geração e comercialização atuando de modo competitivo, a impossibilidade de verticalização entre os segmentos de distribuição e geração e a retomada do planejamento de longo prazo por parte do governo, são premissas consolidadas e que dificilmente devem ser alteradas.

Por fim, como no início desta seção, convém destacar que os esforços empreendidos quanto à descrição das mudanças pelas quais passou o setor elétrico brasileiro desde a década de 1990 atendem a um propósito em especial: apresentar o *locus* do fenômeno analisado por este estudo. É no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR), espaço concebido dentro do novo modelo para abrigar a competição entre os agentes de geração, que a Petrobrás participa como gerador

---

<sup>38</sup> No 1º leilão de Energia Nova (dezembro de 2005) a energia proveniente dos novos empreendimentos hidrelétricos foi contratada ao preço médio de R\$ 154,5 o MWh. Já em 2010, no 11º leilão de energia nova, onde foram licitadas as usinas de Teles Pires e Santo Antônio do Jari, a energia vendida para o mercado cativo foi negociada a R\$ 69,5 o MWh.

<sup>39</sup> Tem sido cada vez mais frequente questionamentos quanto a capacidade dos modelos computacionais de previsão déficit de energia elétrica, principalmente diante de cenários com elevado crescimento econômico e de consumo de energia combinados com condições hidrológicas desfavoráveis.

termelétrico, disputando contratos de venda de energia elétrica junto as distribuidoras e que, como será visto mais adiante, o faz em condições de ampla vantagem em relação a seus concorrentes.

Diante disto, na próxima seção será descrito a estrutura atual do setor de gás natural brasileiro, perpassando pelas suas reformas desde a década de 1990 até os dias atuais, de modo a evidenciar a importância da Petrobrás neste setor.

## 2.2 O SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO

A indústria de gás natural brasileira apresenta um desenvolvimento bastante recente quando comparada a de outros países. A combinação de baixa disponibilidade de reservas e a maior facilidade de acesso a outras fontes, como a energia elétrica, acabaram por conter o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil, que até o início da década de 1980 representava apenas 1% da matriz energética nacional (ANP, 2009).

Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), dois fatores permitiram uma mudança neste quadro. O primeiro deles foi a descoberta de reservas de petróleo e gás na Bacia de Campos, ainda no início da década 1980, permitindo assim a expansão na oferta de gás não só através do aumento na sua produção mas como também pela construção de redes de transporte. O segundo fator foi a Constituição Federal de 1988 que determinou aos Estados da Federação exercer o monopólio sobre a distribuição de gás canalizado em seus territórios, permitindo uma reestruturação do segmento no país com a criação de várias distribuidoras estaduais e a recuperação de algumas já existentes.

Outro marco importante para o setor foi a importação de gás da Bolívia que, com a entrada em operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) no ano de 1999, aumentou significativamente a oferta de gás natural no país. Contudo, o setor sempre esteve fortemente associado à atuação da Petrobrás que até meados da década de 1990, como destacam Soares (2004) e Pinto Jr. *et al.* (2007), nunca teve grande interesse na sua expansão.

Entretanto, a partir de 1995 o setor de gás natural, aos moldes do setor elétrico, iniciou um período de reformas buscando principalmente (ALVEAL, 1998):

- a) estimular os investimentos na indústria de petróleo e seus derivados, reduzindo barreiras institucionais e estimulando a participação de novos operadores no setor;
- b) permitir um maior fluxo de receitas para os governos estaduais e federal, através da maior arrecadação decorrente das atividades desenvolvidas e do aumento da produção do setor; e
- c) estimular a concorrência na área dos hidrocarbonetos visando a eficiência econômica setorial.

Deste modo, em 1995 foi aprovada a Emenda Constitucional nº 09 que alterou o artigo 177 da Constituição Federal, determinando a quebra do monopólio da Petrobras sobre uma série de atividades, tais como (i) pesquisa e lavra de jazidas, (ii) refino, (iii) importação e exportação de hidrocarbonetos e (iv) transporte marítimo ou por meio conduto de petróleo e gás natural, estabelecendo que a União poderia contratar tais atividades junto a empresas estatais ou privadas.

Dois anos após, em 1997, a Lei nº 9.478 conhecida como Lei do Petróleo, ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. Além disso, a lei também criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), com a função de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Excepcionalmente a distribuição de gás canalizado foi mantida como uma prerrogativa dos estados. Estabeleceu também normas a respeito da participação de outras empresas, que não a Petrobras, nas atividades da indústria petrolífera e no setor de gás natural no Brasil. No tocante ao estímulo à competição, aos moldes do que foi feito no setor elétrico, determinou-se a separação das atividades ao longo da cadeia, desagregando as etapas de produção, transporte e distribuição de gás natural, além de permitir o acesso de terceiros às infraestruturas de transporte.

Entretanto, o marco regulatório estabelecido apresentava limites claros para tratar das especificidades da indústria do gás natural brasileira. Seu escopo visava atender as necessidades referentes à indústria do petróleo nacional, tratando o gás natural apenas como um derivado (ANP, 2009).

Ferraro (2010) aponta para dois problemas presentes neste marco regulatório. O primeiro deles foi a manutenção da estrutura industrial pré-existente, impondo severas barreiras à entrada de novos agentes no segmento de transporte.

O segundo problema é relativo a estrutura industrial desenhada pelo novo modelo do setor, que deu origem a uma grande assimetria de custos de transação entre as empresas, beneficiando a Petrobras em detrimento de potenciais entrantes. Deste modo, apesar da “Lei do Petróleo” ter liberalizado o ingresso na indústria de gás natural nacional, pode-se perceber que ela foi incapaz de estimular a competição, uma vez que a posição privilegiada da Petrobras, herdada do monopólio estatal, desencorajou o ingresso de novos investimentos. Assim, mesmo após este conjunto de reformas não foi possível perceber grandes avanços em termos de uma maior competitividade no setor de gás natural brasileiro.

Para tentar corrigir estas distorções, em 2009 foi editada a Lei nº 11.909, regulamentada, em parte, pelo Decreto nº 7.382 de 2 de dezembro de 2010, que desencadeou uma nova reformulação no marco regulatório do setor. As principais mudanças ocorreram no segmento *midstream*, disciplinando as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização.

Dentre as principais mudanças propugnadas pela nova lei merecem destaque:

- a) regulação da comercialização e armazenamento de gás natural;
- b) introdução do regime de concessão para novos gasodutos, e autorização para os existentes;
- c) as tarifas de transporte nos gasodutos novos passaram a ser fixadas pela ANP, enquanto que as tarifas dos gasodutos existentes devem ser aprovadas pela Agência;
- d) ratificação das atividades de distribuição regulamentadas sob competência dos Estados, assim como as regras para os consumidores livres;
- e) garantia de livre acesso, facultado a qualquer interessado no uso dos dutos de transporte existentes ou a serem construídos;
- f) criação de 3 novas figuras: Consumidor livre, Autoprodutor e Auto-importador.

A lei também buscou redefinir os papéis institucionais, tanto do Ministério de Minas e Energia (MME) como da Agência Nacional do Petróleo (ANP), na regulação e no planejamento das atividades de *midstream* da indústria de gás natural, cabendo a cada um deles:

- a) Ministério de Minas e Energia: o planejamento setorial, bem como a realização de estudos de expansão da malha dutoviária (com auxílio da EPE), elaboração de propostas de construção e ampliação de gasodutos de transporte, entre outras atribuições;
- b) Agência Nacional do Petróleo: elaboração de editais de licitação das atividades sob o regime de concessão, a determinação das tarifas máximas de transporte, a condução de chamadas públicas para a alocação de capacidade primária de transporte, a aprovação dos contratos de transporte e das tarifas cobradas pelas empresas concessionárias, assim como a regulação e a fiscalização do cumprimento dos contratos de concessão.

Muito embora o tempo para medir os efeitos decorrentes das mudanças trazidas pela Lei nº 11.909 seja reduzido, as medidas adotadas contribuíram para uma redução nos riscos dos investimentos associados ao setor (FERRARO, 2010). Em linhas gerais, as mudanças implantadas pelo novo marco regulatório se assemelham às implementadas no setor elétrico brasileiro no segmento de transmissão. Medidas como o estabelecimento de um regime de concessões para a exploração das atividades, a regulação dos contratos de concessão, a adoção de mecanismos de concurso aberto (chamada pública), a regulação do livre acesso, entre outras, podem trazer resultados como o aumento da competitividade e um incremento dos investimentos no setor.

Comparativamente, na Tabela 4 é possível perceber as principais diferenças e transformações na regulamentação do setor de gás natural no Brasil decorrentes das leis nº 9.478/1997 e nº 11.909/2009.

TABELA 4 - BRASIL: COMPARATIVO DOS ATRIBUTOS REGULATÓRIOS

<b>Atributos Regulatórios</b>	<b>Lei 9478/1997</b>	<b>Lei 11909/2009</b>
<b>Regras de Separação do Serviço de Transporte</b>	Jurídica sem restrição à participação cruzada	Jurídica sem restrição à participação cruzada
<b>Tipo de Outorga no Transporte</b>	Autorização	Concessão precedida por Licitação
<b>Operação do Sistema</b>	Cada empresa transportadora opera de forma independente sua rede	Cada empresa transportadora opera de forma independente sua rede
<b>Livre Acesso</b>	Negociado entre as partes	Regulado: definido na chamada pública realizada pela ANP
<b>Oferta Primária de Capacidade</b>	Através de concurso aberto	Através de concurso aberto (chamada pública)
<b>Revenda de Capacidade</b>	Embora a cessão de capacidade de um carregador para outro seja permitida a venda é proibida	Não faz referência
<b>Tipos de Serviços Permitidos</b>	Contratos firmes e interruptíveis	Contratos firmes, interruptíveis e extraordinários
<b>Tarifa Inicial</b>	Livremente negociada embora dependa da aprovação da ANP que sugere uma metodologia de Cálculo	Regulada pela ANP através do custo de serviço
<b>Contratos de Transporte</b>	ANP recebia os contratos depois de firmados	Regulado: a ANP define o modelo do contrato e deve aprová-lo antes de ser firmado.
<b>Novos Gasodutos</b>	Dependiam da iniciativa dos Agentes do Mercado	Proposto pelo MME

Fonte: FERRARO (2010)

Porém, a despeito das mudanças introduzidas pelo novo marco regulatório, a Petrobrás segue com elevado poder no mercado de gás natural nacional, atuando como agente hegemônico na produção, importação, transporte e comercialização. Atualmente, a estatal comercializa quase 100% do gás produzido no Brasil e 98% do gás natural importado; possui próximo de 100% da infraestrutura de transporte nacional; detém 95% da produção de gás e 51% da infraestrutura de importação (GASBOL), além da participação acionária em quase todas as distribuidoras de gás de todos os estados do país (ANP, 2011). Este quadro dificilmente sofrerá alterações no curto e médio prazos e diante desta concentração, por algum tempo, os movimentos do setor de gás natural brasileiro serão determinados em grande parte pelas decisões da Petrobras.



### 3 A GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO CONTEXTO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O objetivo deste capítulo é contextualizar a geração termelétrica dentro do setor elétrico brasileiro, assim como a operação energética e comercial das usinas dentro do sistema. A importância desta abordagem reside no fato de que vários aspectos levados em conta durante os leilões de energia em Ambiente Regulado dependem desta análise para sua melhor compreensão. Para tanto, esta seção está dividida em duas partes. Na primeira será analisada a estrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN), descrevendo suas principais características do sistema, sua configuração atual, interligação entre os subsistemas, além de analisar os principais elementos que tem contribuído para tornar o setor elétrico brasileiro cada vez mais dependente da geração termelétrica. Na segunda parte serão tratados aspectos relativos a operação do Sistema Interligado Nacional, buscando explicitar os critérios adotados no acionamento das usinas dentro do sistema, assim como dois elementos que afetam diretamente as usinas termelétricas nacionais: o mercado de curto prazo de energia elétrica e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

#### 3.1.1 O Sistema Interligado Nacional

A produção e a transmissão de energia elétrica no Brasil ocorrem dentro de um sistema hidrotérmico de grande porte<sup>40</sup> denominado de Sistema Interligado Nacional (SIN). Para sua operação, o SIN é dividido regionalmente em 4 subsistemas: o Subsistema Sul (S), Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, Subsistema Norte e Subsistema Nordeste. Uma parte da região norte do país, tendo em vista as dificuldades de interligação, se encontra fora do SIN<sup>41</sup>.

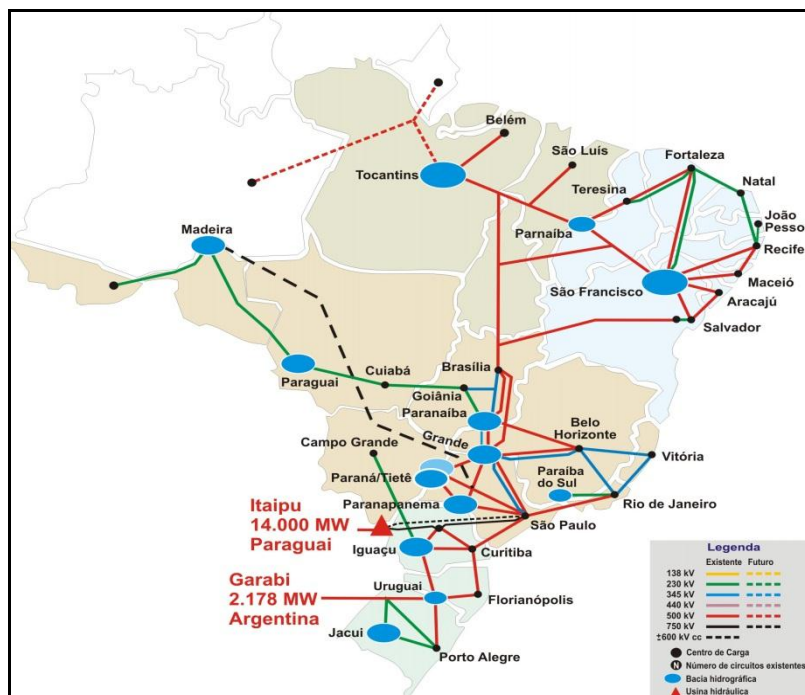
---

<sup>40</sup> Apenas para estabelecer um comparativo, e evidenciar a continentalidade do SIN, as linhas de transmissão que ligam Porto Alegre no estado do Rio Grande do Sul à Fortaleza no Ceará equivalem a distância necessária que uma linha de transmissão deveria percorrer para ligar Lisboa à Moscou.

<sup>41</sup> Estas áreas são denominadas de “Sistemas Isolados” e estão situados, em sua quase totalidade, na região Norte do país. Representam, hoje, apenas 3,4% do potencial de geração, pouco mais de 2% do consumo total de eletricidade brasileiro, com uma população em torno de 7 milhões de habitantes. Contudo, compreendem uma área equivalente a cerca de 50% do território nacional, da qual parcela significativa da população não tem acesso à energia elétrica. Os estados do Acre, Amapá, Amazonas, Rondônia, Roraima e parte do Pará são hoje atendidos por sistemas isolados (ONS, 2013).

A Figura 5 ilustra o Sistema Interligado Nacional, segundo seu horizonte de planejamento para o ano de 2013.

FIGURA 5 – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SUBSISTEMAS E REDES DE TRANSMISSÃO EM 2013



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

O órgão responsável pela operação, coordenação e controle do SIN é o Operador Nacional do Sistema (ONS)<sup>42</sup>, que dentro do modelo institucional assumido pelo setor elétrico brasileiro, atua de modo independente no controle a operação das usinas e das linhas de transmissão, buscando otimizar os recursos eletro-energéticos do sistema.

Para fazer frente a uma demanda de energia de 59.100 megawatts médios<sup>43</sup> (BRASIL, 2011), o SIN dispõem um parque gerador com capacidade instalada distribuída nas seguintes fontes:

<sup>42</sup> Criado pela Lei nº 9.648/98, o ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil e sem fins lucrativos.

<sup>43</sup> Por megawatt médio entende-se como a demanda média requerida de uma instalação ou conjunto de instalações durante um período de referência, ou seja, é a relação entre a eletricidade gerada em MWh (megawatt hora) e o tempo de funcionamento das instalações.

TABELA 5 - CAPACIDADE INSTALADA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) EM 31/12/2011

<b>Fonte</b>	<b>MW</b>	<b>Participação (%)</b>
Hidráulica	77.001	67
Térmica	16.166	14
Nuclear	2.007	2
Fontes Alternativas	13.713	12
Importação	6.275	5
<b>Total</b>	<b>115.162<sup>44</sup></b>	<b>100</b>

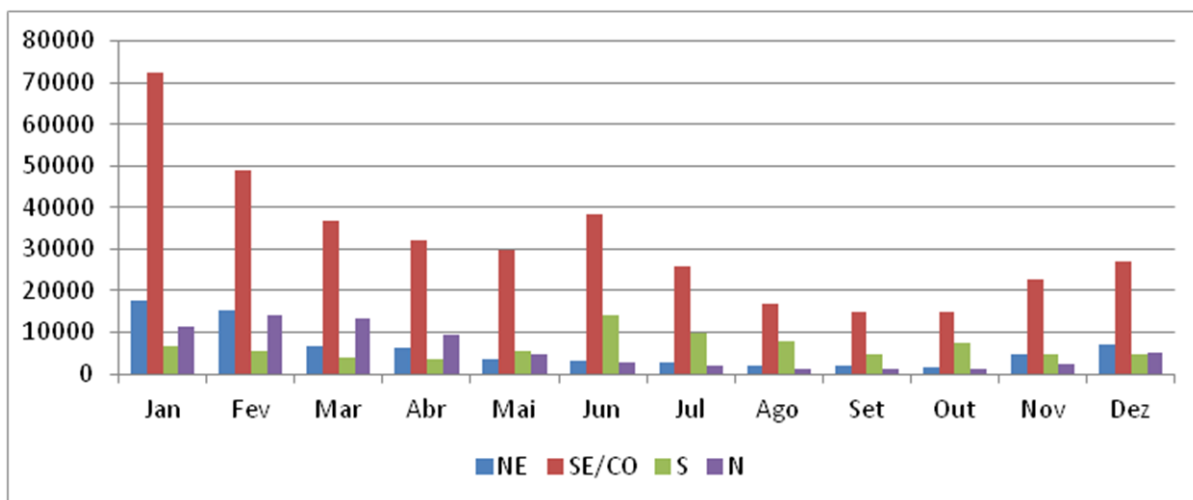
Fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema

Como se pode perceber, hidroeletricidade é preponderante. Somando-se a capacidade instalada das usinas hidrelétricas presentes, mais a energia importada de Itaipu e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), as fontes hidráulicas respondem por mais 80% da matriz elétrica nacional. A água é, portanto, o principal combustível para geração de energia elétrica no país, resultando numa matriz elétrica mais limpa e com menores custos de operação.

Contudo, por depender grandemente das chuvas para gerar energia, o sistema apresenta incertezas intrínsecas, especialmente àquelas vinculadas a desvios em seu regime pluviométrico. Em períodos onde o volume de chuvas está dentro de padrões históricos normais, a energia hídrica que corre por rios com aproveitamentos energéticos, denominada Energia Natural Afluenta (ENA), tende a ser superior às necessidades energéticas do sistema, podendo ser acumulada, pelo menos em parte, nos reservatórios das usinas. Porém, as chuvas não se distribuem de modo homogêneo, respeitando sazonalidades dentro de períodos “secos” e “úmidos”, ou mesmo em espaços intertemporais maiores, como em anos de cheias e anos de estiagens. A Figura 6 permite observar a distribuição da ENA durante os meses do ano dentro de uma média, para o período de 2003 a 2012.

<sup>44</sup> Importante notar que a potência instalada é quase o dobro do consumo médio verificado no país. Isto se explica porque as usinas geram energia em função da sua garantia física, que representa um percentual da capacidade de suas unidades geradoras. Fatores como disponibilidade de combustível, condições hidrológicas, indisponibilidade por manutenção, influenciam diretamente nestes montantes.

FIGURA 6 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE MÉDIA DO SIN ENTRE 2003 A 2012 (MW MÉDIOS POR SUBSISTEMA)



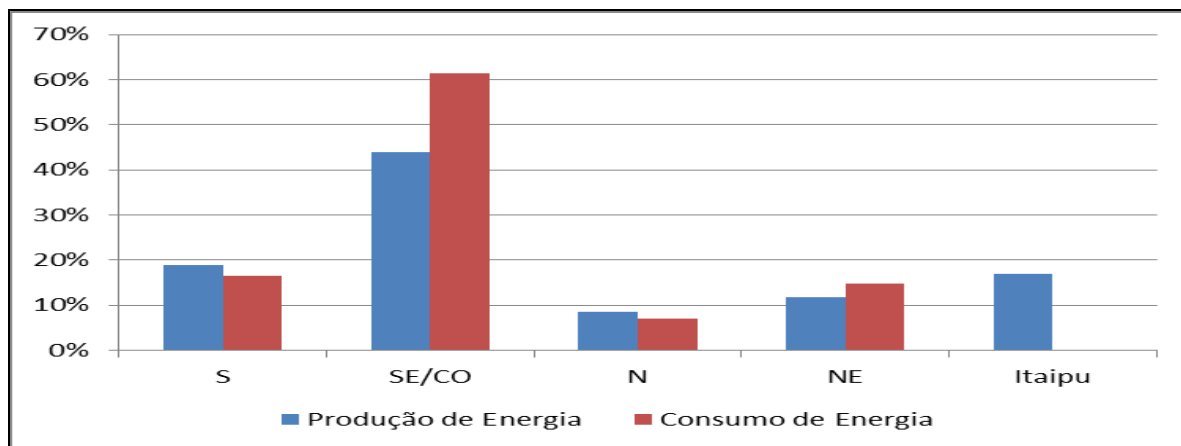
Fonte: Operador Nacional do sistema (ONS)

Elaboração: O Autor

Pode-se perceber através da Figura 6 grandes variações da ENA ao longo dos meses do ano. Durante a estação úmida, que compreende os meses de dezembro e abril, a energia armazenável é bem superior a do período seco, que ocorre entre os meses de maio a novembro. Somente no Subsistema sudeste/centro-oeste, onde estão concentrados mais de 70% da capacidade de armazenamento do SIN (BRASIL, 2011), em janeiro a ENA é superior a 70.000 megawatts médios, caindo para 15.000 megawatts médios em setembro. Além disso, graças às dimensões continentais do sistema, verifica-se uma alternância entre as estações secas e chuvosas nos subsistemas. Ou seja, quando ocorre a estação seca no sul, tem-se a estação úmida no norte, invertendo esta situação no período seguinte.

Uma parte das incertezas decorrentes do caráter estocástico das afluições é reduzida por uma extensa malha de transmissão de energia que o sistema dispõe, denominada de Rede Básica. Seus quase 105.000 km de linhas de transmissão (ONS, 2013) permitem o intercâmbio de energia entre os subsistemas, aproveitando a complementaridade entre as diversas bacias hidrográficas, proporcionando uma maior segurança no suprimento e flexibilidade na sua operação. Na Figura 7 é possível verificar os déficits e superávits energéticos entre os subsistemas.

FIGURA 7 – PRODUÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA NO SIN POR SUBSISTEMA – 2011



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Portanto, subsistemas como o Sul e o Norte apresentam um superávit de energia, podendo exportá-la para outros subsistemas que não geram o suficiente para atender sua carga<sup>45</sup>. Além disso, Itaipu que faz parte do SIN como um subsistema à parte atende parcela considerável da demanda nacional de energia elétrica, em especial as necessidades do subsistema sudeste/centro-oeste.

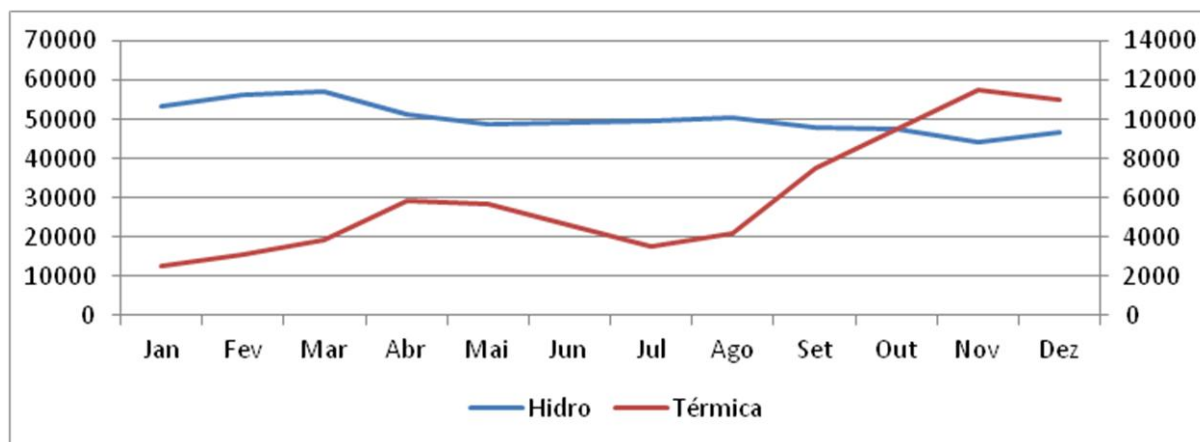
Neste contexto, as linhas de transmissão operadas pelo ONS cumprem um papel essencial, seja para reduzir os riscos associados à sazonalidade e a distribuição espacial das chuvas, seja para equilibrar a geração e a carga nos subsistemas (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010). Segundo Pires (2005), estas interligações são capazes de otimizar significativamente os recursos de geração do país, de modo que se não existissem, seria necessário um acréscimo de aproximadamente 20% na capacidade instalada do sistema<sup>46</sup>.

Conjuntamente com as linhas de transmissão, outro elemento importante para a segurança do suprimento de energia elétrica dentro do SIN, é a geração termelétrica. Com uma participação de aproximadamente 16% da capacidade instalada nacional, o parque gerador térmico opera de modo complementar à geração hidrelétrica, principalmente em períodos de hidrologia desfavorável. A Figura 8 permite visualizar a dinâmica de complementaridade entre estas fontes.

<sup>45</sup> Por exemplo, o subsistema norte, em sua estação úmida, exporta grandes blocos de energia excedentes para os subsistemas nordeste e sudeste/centro-oeste. A partir de junho a situação se inverte, em razão do início de um longo período seco na região e da baixa capacidade de regularização de seus reservatórios, o subsistema norte passa a importar energia de outros subsistemas, que dispõe de maior capacidade de armazenamento. Este intercâmbio é comum entre os demais subsistemas.

<sup>46</sup> Equivalente a mais uma usina de Itaipu.

FIGURA 8 – GERAÇÃO DE ENERGIA NO SIN EM MEGA WATTS MÉDIOS – ANO BASE 2012



Fonte: Operador Nacional do Sistema (ONS)

Como é demonstrado através da Figura 8, nos meses em que há um aumento da geração de energia por fonte hídrica, a necessidade de complementação térmica é menor, invertendo esta condição nos períodos em que a hidroeletricidade reduz seus montantes de geração. Entretanto, esta complementaridade atende a alguns critérios técnicos relativos às características e configurações específicas de cada usina. De acordo com sua operação, as termelétricas podem ser classificadas em 2 tipos:

- a) Térmicas inflexíveis: em função de suas características técnicas (cogeração<sup>47</sup>, energia nuclear, etc.) ou da modalidade de contratação do combustível (contratos *take-or-pay*<sup>48</sup>), operam na base do sistema de forma contínua e ininterrupta<sup>49</sup>; e
- b) Térmicas flexíveis: que em função da sua maior flexibilidade de operação, são acionadas por razões elétricas, seja para o atendimento à um déficit de energia ou por razões energéticas para economizar a energia armazenada nos reservatórios.

<sup>47</sup> Segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor em seus processos industriais ou tem biomassa como subproduto da suas atividades podem constituir unidades termelétricas associadas à sua atividade. O setores típicos para esta associação são os de papel e celulose, químico e petroquímico, siderurgia, açúcar e álcool, alimentos e bebidas, têxtil, resíduos e cascas de madeira, entre outros.

<sup>48</sup> Modalidade de contrato que prevê a obrigação de adquirir uma quantidade mínima de petróleo ou de gás natural (ou de qualquer outra forma de energia) por um preço fixado ou de efetuar um pagamento mesmo que certas quantidades não tenham sido adquiridas.

<sup>49</sup> Logicamente são previstas paradas técnicas ao longo da operação da usina.

Deste modo, parte da complementação térmica ocorre por geradores que operam de modo contínuo, acionadas de maneira inflexível gerando energia na base do sistema independente das condições hidrológicas ou da energia acumulada nos reservatórios das hidrelétricas. A outra parte, flexível, opera de modo eventual somente quando o sistema necessita, seja para atender déficits energéticos que não podem ser sanados através de arranjos alocativos entre subsistemas, seja para evitar a redução dos níveis dos reservatórios das usinas além de limites que comprometam a segurança energética do sistema.

### 3.1.2 Do hídrico ao hidrotérmico

A complementação em grande escala da matriz elétrica nacional através de geração termelétrica flexível é relativamente recente dentro da operação e do planejamento do setor elétrico brasileiro. Esta modalidade de complementação teve um impulso importante a partir da criação do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), instituído pelo Ministério das Minas e Energia no início do ano 2000<sup>50</sup>. Este programa fazia parte de um conjunto de medidas adotadas pelo governo que buscava evitar uma crise de abastecimento de energia elétrica.

Dentre os objetivos estabelecidos pelo programa merecem destaque: (a) a ampliação da complementação da oferta de energia elétrica no país; (b) a criação de condições que permitissem a regularização dos níveis de armazenamento de reservatórios; e (c) alcançar um perfil hidrotérmico na matriz elétrica nacional na proporção de 82% e 18% (SOUZA, 2009). Graças a estas medidas, o parque gerador térmico brasileiro foi consideravelmente ampliado, em especial através de termelétricas a gás natural.

Após o período do racionamento, fatores como a mudança no perfil de consumo da população, a melhoria das condições dos reservatórios e a relativa elevação nos níveis de investimento do setor, produziram uma conjuntura de sobra de energia elétrica no país. Mesmo assim, a complementação térmica da matriz elétrica nacional, em especial aquela em regime flexível, continuou tendo grande importância dentro do SIN. Para Oliveira (2011), o maior ensinamento do

---

<sup>50</sup> Programa instituído através do Decreto nº 3.371/2000.

acionamento de energia, foi indicar ser essencial a presença de centrais térmicas no parque gerador para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico brasileiro.

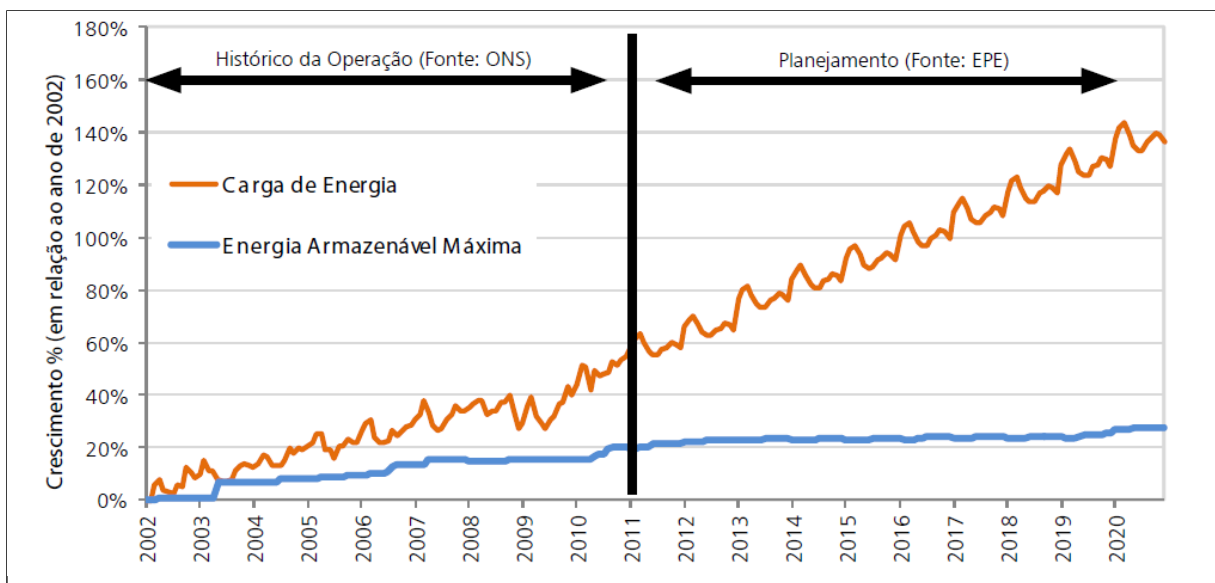
Esta afirmação encontra respaldo, em função de que a expansão do setor elétrico brasileiro vem ocorrendo basicamente através da construção de usinas hidrelétricas a “fio d’água”, assim chamadas por possuírem reservatórios mínimos, onde toda vazão afluyente deve ser turbinada ou vertida, reduzindo assim a capacidade de armazenamento e regularização de todo sistema (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010).

Alguns dados atestam a existência deste fenômeno:

- a) No Plano Decenal de Expansão (PDE 2011), documento que tratou do horizonte de planejamento energético nacional para o decênio 2012 a 2021, o aumento previsto da capacidade instalada de geração do Sistema Interligado Nacional para o período será da ordem de 40%, enquanto que o incremento da capacidade de armazenamento das novas usinas será de apenas 5% (BRASIL, 2012);
- b) Em 2000, a capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas era equivalente a seis vezes a carga mensal do sistema, reduzindo para apenas quatro vezes e meia em 2012 (CHIPP, 2008);
- c) Entre 2002 e 2020, considerando os empreendimentos de geração que já entraram em operação e os que se encontram em fase de viabilização, a energia armazenável máxima terá um incremento da ordem de 30%, enquanto que a demanda por energia no sistema (carga) deverá ter uma elevação de 140%, como ilustra a Figura 9.



FIGURA 9 – CRESCIMENTO DA ENERGIA ARMAZENÁVEL MÁXIMA *VERSUS* CRESCIMENTO DA CARGA



Fonte: Plano Decenal de Expansão – PDE 2020, p.68, BRASIL (2011)

A dinâmica de expansão do sistema com redução na sua capacidade de regularização, pode ser entendida como resultante de dois fatores (CASTRO; BRANDÃO; DANTAS, 2010):

- a) A construção de barragens com grandes reservatórios tem encontrado cada vez mais resistências por parte dos órgãos ambientais para sua execução, que condenam e impedem aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada; e
- b) Os potenciais hídricos remanescentes concentram-se, principalmente, na Região Norte do país, com grande sazonalidade entre os períodos secos e úmidos, predomínio de rios em planícies, topografia suave e baixos desníveis, que mesmo com extensas áreas alagadas armazenam volumes relativamente modestos de energia, tornando a construção de reservatórios de regularização difícil de justificar<sup>51</sup>.

Portanto, mesmo tendo aumentando a sua capacidade de geração, o sistema tem dependido cada vez mais de fontes complementares para o atendimento de suas cargas, em especial durante os períodos secos. Diante disto, a

<sup>51</sup> A usina de Belo Monte é um caso típico desta situação. Sua construção está sendo realizada em um ponto do Rio Xingu, onde a vazão média é de quase 18 mil m<sup>3</sup>/s no auge período úmido (entre os meses de março e maio), caindo para a menos de 1,1 mil m<sup>3</sup>/s no auge da seca (entre os meses de setembro e outubro).

opção assumida pelo governo tem sido a diversificação da matriz, em especial, através da geração térmica a gás natural.

Dentre os fatores que justificam esta decisão estão a maior disponibilidade de gás natural decorrente das descobertas recentes no país, assim como os menores volumes de investimento para implementação destes empreendimentos. Na Tabela 6 é possível comparar o investimento necessário por quilowatt instalado entre um conjunto de fontes analisadas.

TABELA 6 – CUSTO DE INSTALAÇÃO DE 1 KW DE POTÊNCIA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

<b>Fonte</b>	<b>US\$/ kW</b>
Hidráulica	800 – 1.500
Gás Natural por ciclo combinado <sup>52</sup>	550 – 650
Nuclear	2.000 – 2.500
Carvão Vapor	1.200 – 1.400

Fonte: PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 133.

Como se pode perceber, o investimento necessário para implementação de usinas térmicas, em especial as movidas à gás natural, é bem inferior ao que é demandado por outras fontes<sup>53</sup>. Além disso, estas plantas podem ser instaladas próximas dos centros de consumo, reduzindo consideravelmente os investimentos com linhas de transmissão.

Diante disso, a geração termelétrica vem apresentando um aumento significativo na capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional, passando de 5,9% em 2001, para 14% em 2011 (ONS, 2013), devendo chegar a 19% em 2014 (BRASIL, 2011). Somente as usinas térmicas à gás natural respondem atualmente por quase 9% da capacidade de geração nacional (BRASIL, 2012).

<sup>52</sup> As usinas a ciclo combinado são assim denominadas por usarem turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor.

<sup>53</sup> Importante ressaltar que, a despeito dos menores investimentos, os custos de operação das usinas térmicas são mais elevados que o de outras usinas. Entretanto, elas são construídas para dar segurança ao sistema, contratadas por sua disponibilidade, ficando a maior parte do tempo “desligadas” sem gerar energia.

Portanto, diante dos elementos apresentados pode-se perceber que o setor elétrico brasileiro tem encontrado na geração térmica um elemento fundamental para a redução dos riscos de falta de suprimento. Mais ainda, em sendo confirmadas as diretrizes estabelecidas no planejamento indicativo do setor, com uma sensível redução na capacidade de regularização do sistema, no futuro esta dependência tende a ser ainda maior.

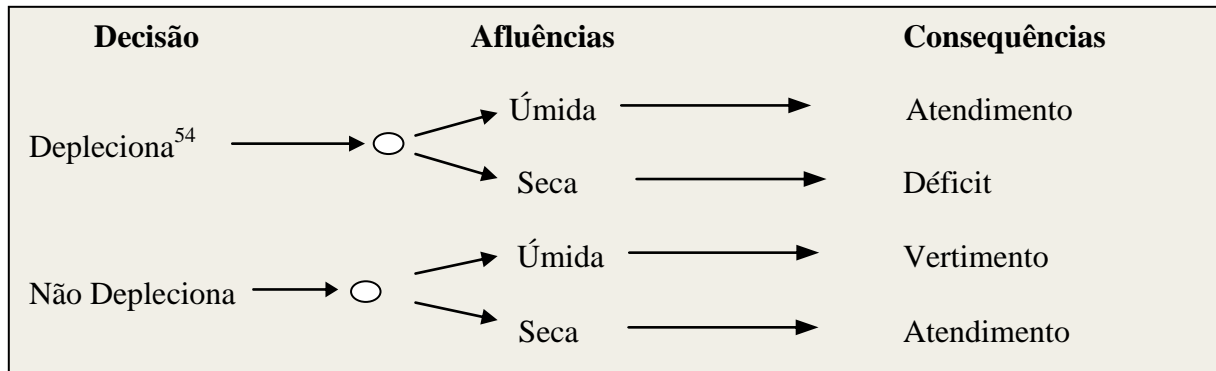
Assim, situada a geração termelétrica dentro da matriz elétrica nacional, o próximo passo é analisar o funcionamento da operação do Sistema Interligado Nacional, através dos critérios econômicos adotados pelo Operador Nacional do Sistema para o acionamento das usinas, critérios estes levados em conta para a seleção dos empreendimentos durante os leilões de energia.

### 3.2 A OPERAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: HIDRELÉTRICAS *versus* TERMELÉTRICAS

#### 3.2.1 Premissas da operação do sistema

Como tratado anteriormente, o ONS é o responsável pela operação centralizada das linhas de transmissão e das usinas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional. Suas decisões no âmbito geração e transmissão de energia independem dos interesses comerciais dos agentes, devendo tão somente estabelecer um ponto ótimo entre o custo mínimo de geração frente à gestão dos níveis dos reservatórios. A Figura 10 ilustra o processo de decisão e suas possíveis consequências.

FIGURA 10 – PROBLEMA DA DECISÃO DA OPERAÇÃO



Fonte: TOLMASQUIN (2011)

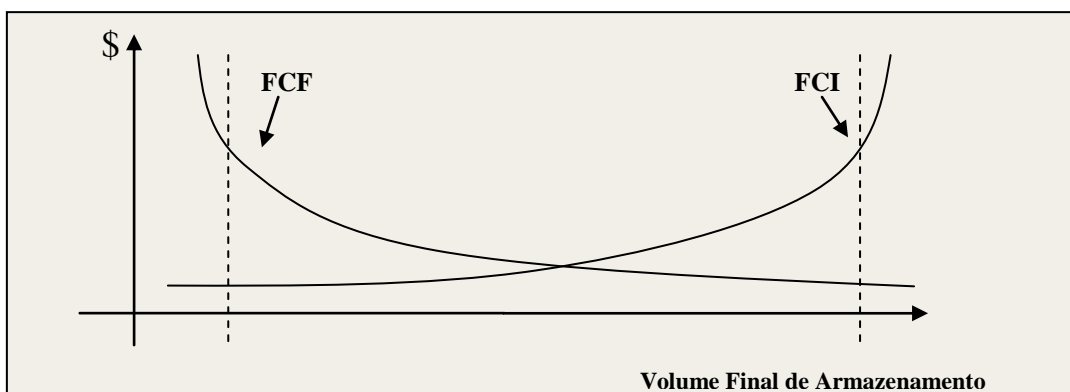
Portanto, a decisão que o operador toma no presente tem consequências diretas na operação futura do sistema. Caso o ONS decida por um despacho hidrelétrico expressivo antes de um período seco, priorizando um custo de geração reduzido no presente, no futuro o custo de geração pode vir ser muito alto, tendo em vista a necessidade de maior geração termelétrica. Por outro lado, um despacho térmico anterior a um período úmido pode provocar a necessidade de vertimentos não turbináveis nas usinas, desperdiçando energia no futuro, além do fato de tê-la gerado a um custo mais elevado no presente.

Deste modo, as decisões do operador estão acopladas no tempo, sendo necessário avaliar as consequências futuras de uma decisão presente, e escolher entre o benefício presente do uso da água *versus* o benefício futuro de seu armazenamento<sup>55</sup> (PEREIRA, 2006). A Figura 11 ilustra este problema no horizonte de decisão do operador.

<sup>54</sup> O termo deplecionar se refere a utilização da água presente no reservatório para gerar energia elétrica.

<sup>55</sup> É importante considerar também uma grande quantidade de atividade relacionadas com o uso múltiplo das águas dos reservatórios, como a navegação, controle de cheias, irrigação, saneamento, abastecimento de água, entre outras, o que tornam estas escolhas ainda mais complexas.

FIGURA 11 – FUNÇÃO DE CUSTOS IMEDIATOS VERSUS FUNÇÃO DE CUSTOS FUTUROS



Fonte: SILVA (2001)

Assim, o benefício de um custo imediato baixo, representado pela Função de Custo Imediato (FCI), deve ser avaliado diante da possibilidade de elevação dos custos futuros representados pela Função de Custo Futuro (FCF) em função de um volume final de armazenamento menor. Por outro lado, custos elevados no presente podem ser compensados com a redução dos custos de geração no futuro em função de um maior volume final de armazenamento. Deste modo, quando da escolha sobre quais usinas devem ser acionadas no SIN, a decisão do operador consiste em quanto turbinar de água dos reservatórios e/ ou quanto gerar através de usinas térmicas, devendo ponderar os custos futuros e imediatos de operação, buscando assim a minimização do custo total de operação dentro do seu horizonte de planejamento.

### 3.2.2 Despacho das usinas

Como tratado na seção anterior, o despacho das usinas no Sistema Interligado Nacional segue o critério de custo mínimo de geração. Diante disso, o ONS aciona as usinas seguindo uma ordem crescente de Custos Marginais de Operação<sup>56</sup> (CMO), até que a demanda do sistema seja plenamente atendida. Na prática, o operador avalia dentre as usinas disponíveis em seu *deck* de operação, qual apresenta o menor CMO para aquele momento, procedendo então o seu despacho.

<sup>56</sup> Custo Marginal de Operação representa o custo adicional em Reais (R\$) para a geração de um de 1 megawatt para o sistema.

No caso das termelétricas, o principal componente do CMO são os gastos com combustível (gás natural, carvão ou óleo combustível, entre outros) acrescidos dos custos de depreciação dos equipamentos, operação e manutenção das plantas geradoras. Para as hidrelétricas, porém, o cálculo do CMO é bem mais complexo, pois, para estas usinas, o custo do combustível é no presente praticamente nulo, e seus custos associados à manutenção e operação também são bastante reduzidos. Assim, se o ONS tomasse como base para sua operação o custo da água como sendo próximo de zero, os reservatórios das usinas seriam rapidamente esgotados, levando o sistema a um risco crítico de racionamento. Para evitar esta distorção é atribuída à água um custo de oportunidade, conferindo-lhe assim um valor que representa o “desestoque” incremental dos reservatórios (SILVA, 2001).

Para esta tarefa, foram desenvolvidos modelos de previsão que permitem atribuir à água um valor, no momento das decisões sobre a operação do sistema<sup>57</sup>. Informações como as séries históricas relativas às afluências nas bacias hidrográficas do país dos últimos 80 anos<sup>58</sup>, condições hidrológicas atuais, preços dos combustíveis, disponibilidade de equipamentos no sistema, necessidades energéticas e elétricas futuras, entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão para o sistema, entre outros, são processadas para a obtenção do Custo Marginal de Operação refletindo o valor implícito da água armazenada no momento do despacho, podendo compará-la com custo marginal das usinas termelétricas (BRANDÃO, 2009).

Assim, em períodos de hidrologia favorável o CMO calculado para as usinas hidrelétricas tende a assumir valores reduzidos. Neste cenário, as térmicas por apresentarem CMOs mais elevados são despachadas ao mínimo, operando apenas àquelas inflexíveis. Por outro lado, quando o regime hidrológico não é favorável ou diante de alguma restrição do sistema, o CMO das hidrelétricas se eleva, entrando na ordem do mérito econômico as usinas térmicas, que são despachadas pelo ONS para garantir o atendimento às cargas do sistema numa escala crescente de custos de operação.

---

<sup>57</sup> A modelagem é feita através de softwares especialmente desenvolvidos para esta tarefa, como o NEWAVE, que permite programar a operação mensal do SIN dentro de um horizonte de planejamento de 5 anos, o DECOMP para programação mensal e semanal com horizonte de planejamento de 12 meses e o DESSEM, utilizado para programação diária (EPE, 2008).

<sup>58</sup> A série histórica remonta desde 1931.

Desta maneira, com base nos custos de geração apresentados pela usinas termelétricas e na precificação atribuída a um eventual déficit de energia, é que o operador do sistema determina quanto de energia hidráulica e quanto de energia térmica deve ser gerada em cada momento da operação (SILVA, 2001).

### 3.2.3 Mercado de Curto Prazo e a Formação do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD)

Como tratado anteriormente, a operação do SIN busca o melhor desempenho para o sistema como um todo sem considerar os resultados individuais de cada usina. Nesta perspectiva, o ONS planeja suas operações tentando obter ganhos energéticos decorrentes da diversidade hidrológica presente no sistema, tomando suas decisões de modo independente aos interesses comerciais envolvidos. Paralelamente a isto, os agentes que geram ou comercializam energia elétrica no SIN, a despeito de não terem o controle de quando ou por quanto tempo seus empreendimentos serão despachados, firmam contratos com as distribuidoras ou com os consumidores livres, assumindo o compromisso de entregar a energia nos prazos e quantidades contratadas.

Para compatibilizar estes objetivos distintos e por vezes até conflitantes, entre os interesses do mercado competitivo e os benefícios do despacho centralizado, é atribuída uma energia assegurada<sup>59</sup> para cada usina. Também chamada de Garantia Física, a energia assegurada resulta da previsão de geração média de cada empreendimento, que representa uma parcela da sua capacidade instalada e que com ela pode firmar contratos sem que seja afetado pelas decisões de otimização do operador do sistema (TOLMASQUIN, 2011). Deste modo, a energia assegurada representa o lastro comercial do empreendimento, não sendo permitido comercializar energia além do montante lastreado. O mesmo ocorre para as comercializadores, distribuidores e consumidores livres, que para o atendimento de sua carga devem apresentar respectivo lastro contratual de compra de energia<sup>60</sup>.

---

<sup>59</sup> O somatório das energias asseguradas dos empreendimentos compõem a energia assegurada do sistema como um todo.

<sup>60</sup> Obrigatoriedade instituída pelo artigo 2º do Decreto nº 5163/2004.

Assim, todos os contratos e Garantias Físicas são registrados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), onde é realizada sua contabilização. As diferenças entre os montantes contratados e medidos são liquidados no mercado de curto prazo, conforme demonstrado na Figura 12.

FIGURA 12 – CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO DE CURTO PRAZO



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia elétrica (CCEE)

Portanto, se o gerador ou comercializador vender energia além de sua energia assegurada ou de seu lastro contratual, ele deverá suprir esta diferença comprando energia no mercado de curto prazo. Por outro lado, se sua geração superar sua garantia física ou, no caso do comercializador, apresentar lastro superior a seus contratos, os excedentes poderão ser vendidos no mercado de curto prazo<sup>61</sup>. Graças a este mecanismo, é possível uma maior compatibilidade entre os interesses comerciais e a otimização energética do sistema, possibilitando que a comercialização de energia elétrica entre as partes seja feita de forma independente da sua operação. Este mecanismo de zeragem de posições é feito mensalmente, e as diferenças entre os montantes gerados e consumidos são liquidadas pelo Preço de Liquidação de Diferenças<sup>62</sup> (PLD).

<sup>61</sup> Importante destacar que, dentro das regras de comercialização do mercado atacadista de energia há a previsão de penalidades por insuficiência de lastro para os agentes de distribuição, consumidores livres, geradores e comercializadores.

<sup>62</sup> Importante ressaltar que, a produção das usinas hidrelétricas apresentam uma grande variação, que poderiam implicar em riscos de exposição financeira ao PLD. Deste modo o setor dispõe de um dispositivo denominado de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que mitiga o risco hidrológico transferindo excedentes de quem gerou energia acima da sua garantia física, para aqueles que geraram abaixo dela. Ver mais em TOLMASQUIN (2011).



O PLD, ou preço *spot*, é calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) considerando:

- a) o valor do CMO do ONS para a semana de referência;
- b) restrições de intercâmbio entre os subsistemas; e
- c) um intervalo de máximo e mínimo estabelecido anualmente pelo Ministério de Minas e Energia<sup>63</sup>.

Deste modo são calculados os PLDs para os quatro submercados<sup>64</sup>, em diferentes níveis de carregamento do sistema<sup>65</sup>. Importante ressaltar que o PLD não representa um simples preço de curto prazo, resultante da interação entre a oferta e a demanda de energia no mercado atacadista. Por estar fortemente acoplado ao processo de planejamento e operação do sistema, através de sua vinculação aos Custos Marginais de Operação, o PLD leva em conta toda uma cadeia de previsões hidrológicas futuras, bem como as previsões de oferta e de demanda de energia. Assim, a precificação de curto prazo ocorre *ex-ante* às operações do mercado propriamente dito, refletindo as condições da operação do sistema assim como o comportamento do mercado presente e futuro (NERY, 2012).

#### 3.2.4 O PLD e a operação comercial das usinas térmicas

Quanto à operação das usinas térmicas, em especial aquelas que operam de modo flexível, o Preço de Liquidação das Diferenças representa um elemento de extrema importância. Isto porque estas usinas mesmo não despachadas, em função dos critérios do ONS, necessitam entregar a energia contratada às distribuidoras. Para honrar seus contratos, estes geradores compram no mercado de curto prazo os montantes de energia correspondentes à sua Garantia Física, pagando por eles o valor relativo ao PLD. Assim, em momentos de PLD baixo os empreendimentos termelétricos flexíveis ficam expostos ao mercado de curto prazo, comprando

---

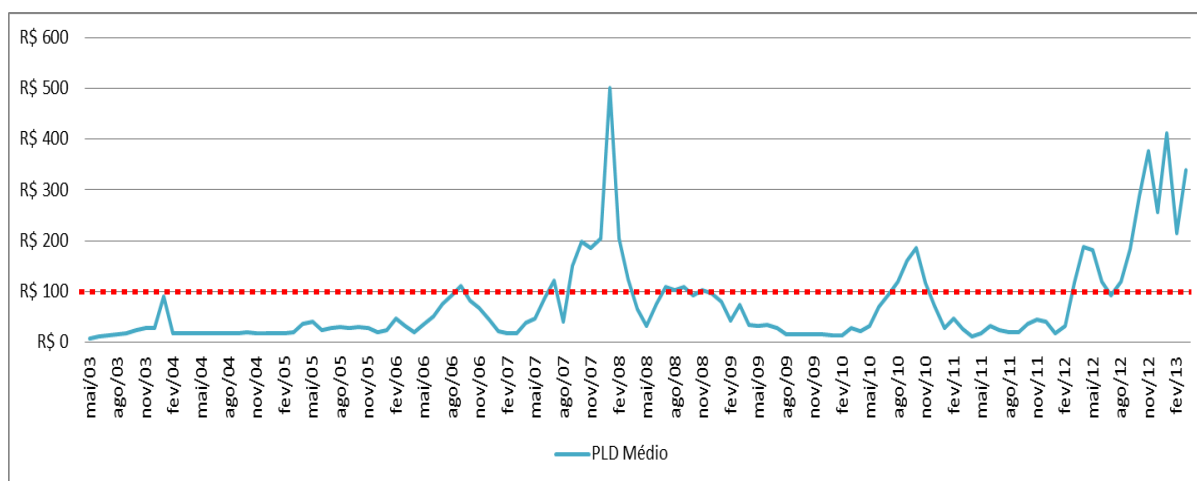
<sup>63</sup> Para o ano de 2013 os valores relativos ao PLD mínimo e máximo foram respectivamente R\$ 14,13 /MWh e R\$ 780,03 /MWh.

<sup>64</sup> Para o ONS a coincidência entre subsistemas e submercados pode não se verificar, pois os requisitos para a definição de um subsistema são diferentes daqueles de um submercado. Contudo, para efeitos deste estudo, não haverá perda se forem considerados como sinônimos.

<sup>65</sup> Patamares de carga Leve, Médio e Pesado.

energia barata e repassando a seus consumidores. Por outro lado, em momentos de PLD alto o ONS, em função dos seus critérios de operação, despacha as usinas que geram a energia que será entregue às distribuidoras. Portanto, o PLD representa um custo variável da usina que ocorre sempre quando o empreendimento não for acionado. A Figura 13 traz a evolução do PLD médio durante o período de maio de 2003 a março de 2013.

FIGURA 13 – VARIAÇÃO DO PLD MÉDIO – MAI/2003 A MAR/2013



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia elétrica (CCEE)

Como se pode observar ao longo da série histórica, o PLD muito comumente assume valores abaixo dos R\$ 100 por megawatt/hora<sup>66</sup>, evidenciando condições favoráveis na operação do sistema. Nestes casos os consumidores se beneficiam com um “custo variável” menor que lhes é repassado. Porém, quando o PLD assume valores mais elevados, as usinas térmicas são despachadas através de uma ordem de mérito econômico, em que o seu custo de geração efetivo é que deve ser ressarcido. Importante notar também que quanto maiores forem os custos de geração da usina maior será esta exposição, uma vez que a probabilidade de despacho passa a ser reduzida. Esta relação, juntamente com outros aspectos relativos a operação das usinas térmicas, afetam sensivelmente a competitividade destes empreendimentos durante os leilões de energia elétrica. Todos eles serão

<sup>66</sup> Castro *et al.* (2010) destacam que esta dinâmica de preços é natural em sistemas predominantemente hidráulicos como o SIN, onde o preço da energia tende a ser pouco volátil no curto prazo e mais volátil no médio prazo. Entretanto, como destaca Chipp (2009), a volatilidade do SIN vem sendo acentuada pela redução da capacidade de regularização plurianual do sistema de reservatórios.

analisados na próxima seção que trata da metodologia empregada nos leilões de energia em Ambiente Regulado.

## **4 METODOLOGIA DOS LEILÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA O AMBIENTE REGULADO**

O objetivo desta seção é analisar a metodologia aplicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para os leilões de energia por fonte térmica, de modo a compreender seu funcionamento, assim como os principais fatores que afetam a competitividade dos empreendimentos nestas licitações. Para tanto ela está subdividida em duas partes. Na primeira são tratados as modalidades e procedimentos dos leilões, assim como os tipos de contratos em função da alocação dos riscos de geração entre geradores e consumidores. Na segunda, será descrita e analisada a metodologia do Índice de Custo Benefício, instrumento utilizado pela ANEEL para determinar os empreendimentos térmicos vencedores dos leilões.

### **4.1.1 Modalidades de leilão de energia para o ambiente regulado**

Como tratado anteriormente, o atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro prevê a realização de leilões para a contratação de energia por parte das distribuidoras. Estes leilões são classificados em: (a) Leilões de Energia Nova (LEN), referentes às usinas que ainda serão construídas; (b) Leilões para Energia Existente (LEE), referente à energia proveniente dos empreendimentos que já estão em operação; (c) Leilão de Ajuste; e (d) Leilão de Energia de Reserva<sup>67</sup>.

Os Leilões de Energia Nova são realizados a cada ano, e podem ser classificados em:

- a) Leilão A-5 ou principal: onde são firmados contratos bilaterais entre agentes geradores e distribuidores, com início de entrega do suprimento a partir do quinto ano após a realização do leilão e prazo de vigência dos contratos de 15 a 30 anos. Estas características atendem às necessidades dos grandes empreendimentos hidrelétricos, que demandam um período relativamente longo para a construção das usinas (geralmente 5 anos) e financiamentos de longo prazo necessários à sua consecução;

---

<sup>67</sup> Artigo 1º do Decreto nº 5163/2004.

- b) Leilão A-3 ou complementar: neles também são firmados contratos bilaterais para expansão de capacidade, com prazo de duração de 15 a 30 anos. Porém nesta modalidade as usinas devem entrar em operação em apenas três anos. O prazo menor para a entrega da energia implica na utilização de fontes e tecnologias diferentes das empregadas nos leilões A-5, tais como termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e eólicas. Apesar dos custos médios de geração mais elevados e das limitações de repasse dos preços da energia ao mercado cativo<sup>68</sup>, a diminuição dos prazos entre a contratação e a entrega (apenas 3 anos), reduz consideravelmente a possibilidade de erro na avaliação de mercado das distribuidoras<sup>69</sup>.

Importante ressaltar que no atual modelo de planejamento da expansão do setor são os leilões A-5 e A-3 que comandam, em grande parte, o aumento da capacidade de geração do SIN, sendo fundamentais para a segurança do suprimento de energia elétrica no país (NERY, 2012).

Quanto aos Leilões para Energia Existente (LEE), sua finalidade é complementar o lastro para o atendimento da carga das distribuidoras, recontratando a energia existente no sistema. Realizados anualmente, neles são firmados contratos bilaterais entre geradores e distribuidoras com prazo de duração menor, entre 1 a 15 anos e entrega do suprimento para o ano seguinte ao leilão, daí porque são também chamados de Leilão A-1.

Os Leilões de Ajuste também comercializam a energia existente e como sua denominação indica, realizam um “ajuste” entre a energia contratada pelas distribuidoras e suas previsões de carga. São realizados com frequência maior, entre 3 a 4 vezes ao ano, seus contratos tem duração reduzida, até 2 anos, e a entrega do suprimento para no mesmo ano do leilão. Em função disto recebem a denominação de Leilão A-0.

Por fim, existem também os chamados Leilões de Energia de Reserva, que representam um instrumento importante para o atendimento da política energética

---

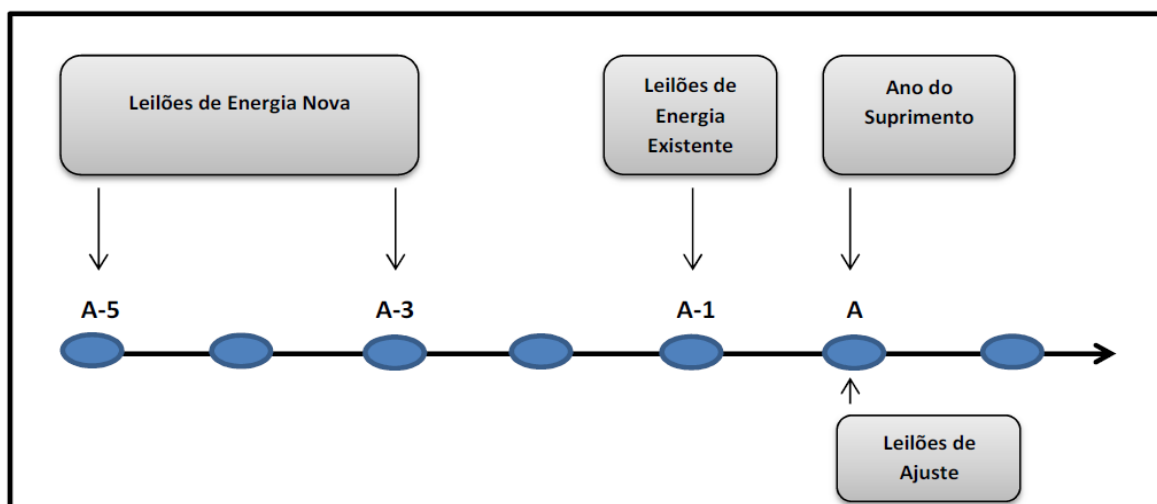
<sup>68</sup> O regulador utiliza, em algumas situações, limitação no valor do repasse aos consumidores para a energia contratada nos Leilões A-3 como forma de incentivar a contratação nos Leilões A-5.

<sup>69</sup> As distribuidoras incorrem em perdas financeiras ou sofrem penalidades quando estão sobre ou sub contratadas, como a penalidade de não repasse de custos às tarifas ou penalidade de insuficiência de lastro, daí a importância de avaliar de modo preciso o comportamento da demanda em seu mercado cativo e a previsão da carga futura para a participação dos leilões de energia.

nacional, em especial no que se refere para o aumento da segurança no suprimento. Sem um prazo definido para sua realização, estes leilões ficam de fora da rotina anual de eventos de contratação. Neles a demanda a ser comercializada não é definida pelas distribuidoras, mas sim pelo próprio governo em função dos seus estudos para mitigação de risco de falta de suprimento. Importante ressaltar que a energia comercializada nos Leilões de Energia de Reserva não forma lastro contratual para as distribuidoras e o seu custo é pago por todos os consumidores, sejam livres ou cativos, representando um “seguro energético” para todo o sistema.

A Figura 14 ilustra os tipos de leilão em função da entrega do suprimento.

FIGURA 14 – LEILÕES DE ENERGIA



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2013)

Deste modo, tendo em vista a institucionalização destes diferentes eventos de comercialização, os agentes de geração e distribuição conseguem planejar o atendimento de suas cargas, a alocação de sua energia ou mesmo a participação na expansão da capacidade de geração setor. Além disso, as regras de repasse tarifário as quais as distribuidoras são submetidas fornecem sinal econômico para que aquisição de energia ocorra, dentro do possível, com maior antecedência, favorecendo as ações de planejamento e mitigando os riscos de falta de suprimento.

#### 4.1.2 Procedimentos dos leilões

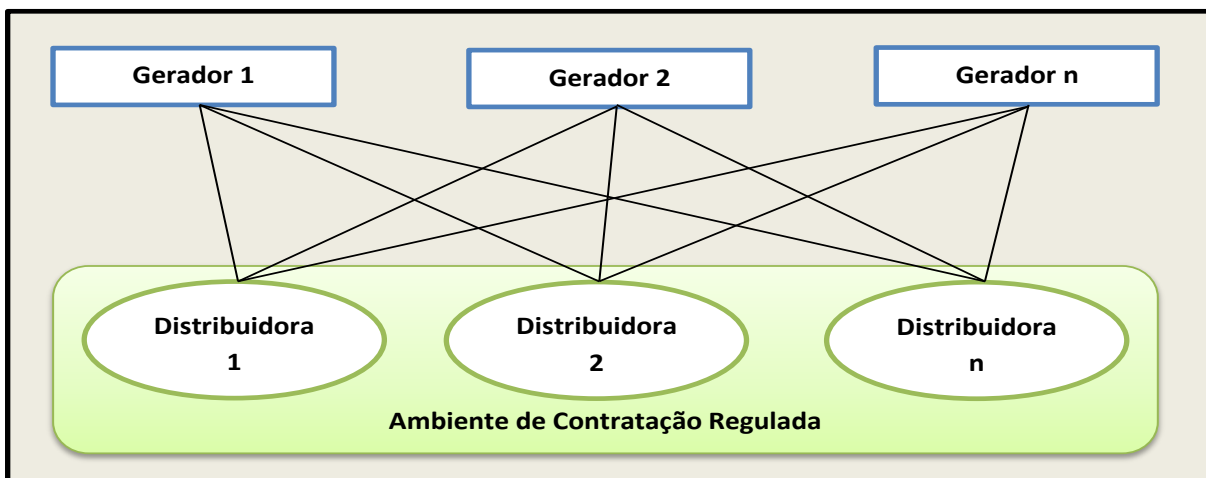
Os leilões de energia em Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) seguem o critério de menor preço (Leilão Reverso), onde saem vencedores aqueles empreendimentos que ofertam energia pelo menor valor. Um aspecto importante é que as distribuidoras não participam da licitação de modo individual, uma vez que os montantes a serem contratados no leilão resultam do somatório das necessidades previamente declaradas por todas as distribuidoras num momento anterior à disputa<sup>70</sup>. Esta compra de modo conjunto, semelhante a um comprador único, cria algumas vantagens em relação à leilões individuais para cada distribuidora. Nery (2012) destaca que este formato permite criar ganhos de escala para a contratação de energia nova, possibilita o acesso de distribuidoras menores, viabiliza empreendimentos de geração de maior porte com preços médios mais reduzidos, além de tornar as tarifas de energia mais convergentes uma vez que a contratação do suprimento se dá de modo conjunto com diversas distribuidoras.

Após definidos os empreendimentos vencedores, estes firmam contratos bilaterais com cada distribuidora, proporcionalmente à participação de cada um no leilão, não havendo escolha ou preferência entre fornecedores e compradores. Este mecanismo permite diluir os riscos de geração e inadimplência entre os agentes do sistema, uma vez que não há concentração de contratos entre geradores e distribuidores. A Figura 15 ilustra este mecanismo.

---

<sup>70</sup> Um aspecto importante neste leilões, é que muito frequentemente diferentes fontes energéticas competem entre si, buscando assim selecionar aquelas mais eficientes no momento da contratação.

FIGURA 15 – COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA



Fonte: TOLMASQUIN (2011)

Importante destacar que, muito embora os leilões sejam determinados de acordo com os estudos e cronogramas estabelecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia, o governo não tem qualquer interferência direta por sobre os contratos, muito menos fornece garantias quanto à execução de obras ou de pagamento da energia comercializada, ficando tais controles ao encargo e fiscalização dos organismos setoriais.

#### 4.1.3 Tipos de contratos

Um aspecto importante dentro da análise destes leilões é o modo como a energia é contratualizada. Isto porque de acordo com a modalidade de geração a ser contratada, seja ela hidráulica ou térmica, há a necessidade de contratos com características bastante específicas, influenciando inclusive nos parâmetros de seleção dos empreendimentos utilizados nos leilões.

De modo geral, os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) visam disciplinar a alocação dos riscos relativos à geração e a forma de remuneração dos geradores. Em função disto estes contratos são classificados em duas modalidades:

- a) **CCEAR por Quantidade:** nos contratos por quantidade o vendedor (o gerador) se compromete a entregar uma determinada quantidade de



energia durante o período do contrato, por um valor fixo por megawatt/hora de energia. Qualquer desvio entre o montante acordado e o efetivamente entregue deve ser compensado pelo vendedor mediante a liquidação de diferenças no mercado de curto prazo. Isto significa que o risco hidrológico é assumido pelo gerador, assim como eventuais alterações nos custos variáveis de geração. De modo geral, os contratos por quantidade são utilizados para contratação da energia de fonte hidráulica;

- b) **CCEAR por Disponibilidade:** nesta modalidade de contratação o gerador não vende a energia, mas sim a disponibilidade da usina para o sistema. Deste modo, se estabelece uma relação contratual semelhante a um arrendamento em que o investidor recebe um valor fixo para disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao sistema, tendo reembolsado seus custos variáveis de operação quando a usina é despachada ou o custo de exposição ao mercado de curto prazo quando usina não entra na ordem de mérito do despacho do ONS. Deste modo, os riscos de geração estão alocados nos consumidores e não nos geradores, e a remuneração ao investidor ocorre através de duas parcelas: uma receita fixa, referente à disponibilidade da usina, mais uma parcela variável referente aos gastos com a operação da energia. Tendo em vista o caráter flexível da operação de grande parte do parque térmico brasileiro, é através de contratos por Disponibilidade que a maioria de energia termelétrica é contratada no SIN.

A Tabela 7 permite comparar de modo mais claro os atributos presentes em cada um dos contratos.

TABELA 7 – TIPOS DOS CONTRATOS DE ENERGIA

Tipo do Contrato	Preço da Energia	Alocação do risco	Tipo de Fonte
Quantidade	Valor fixo sem separação de custos fixos e variáveis	Gerador	Hidráulica
Disponibilidade	Separa os custos fixos e variáveis	Consumidor	Térmica

Elaboração: O autor

Diante destas diferenças, importante notar que nos leilões em que a energia é contratada por Quantidade a seleção dos empreendimentos vencedores se dá de modo mais simples, uma vez que vencerá aquele gerador que se comprometer a fornecer energia ao menor preço durante o prazo do contrato. No entanto, muito embora nos contratos por Disponibilidade esta lógica seja a mesma, o desafio é estabelecer um comparativo entre os concorrentes, uma vez que há custos fixos e variáveis a serem comparados, além de empreendimentos com características tecnológicas distintas, impactando também nos seus custos de geração.

Diante desta dificuldade para estabelecer um ordenamento econômico para as usinas contratadas por Disponibilidade, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), desenvolveu o chamado Índice de Custo Benefício (ICB), com a finalidade de estimar o valor esperado dos custos de cada projeto, possibilitando assim comparação entre os empreendimentos que disputam estes leilões.

#### 4.2 O ÍNDICE CUSTO BENEFÍCIO - ICB

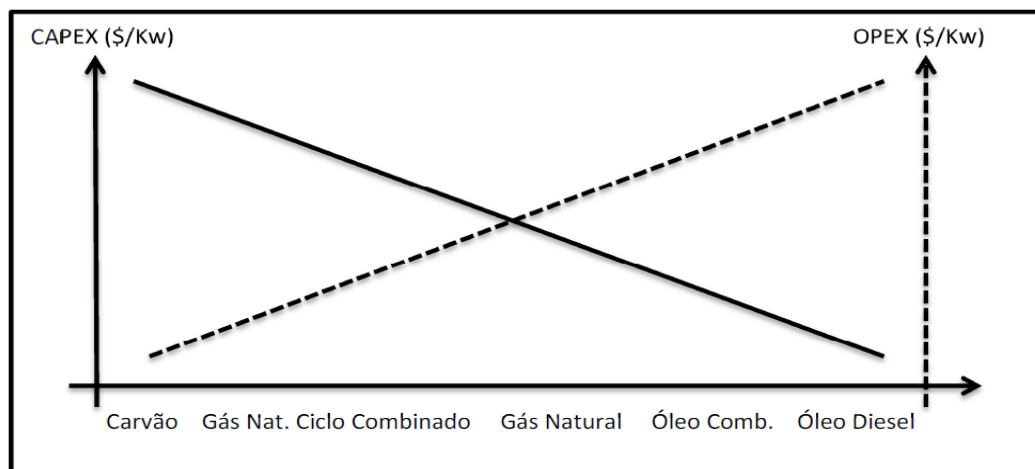
Como tratado anteriormente, a grande dificuldade de comparação entre os empreendimentos de geração contratados por disponibilidade se dá em função das características de investimento e de operação entre as usinas. Tipicamente, usinas de menor custo de instalação (baixo CAPEX<sup>71</sup>) apresentam maiores custos de operação e manutenção (alto OPEX<sup>72</sup>), enquanto que usinas com a mesma capacidade instalada, mas que utilizam tecnologias de geração mais caras (CAPEX elevado) costumam ser mais eficientes e apresentam custos de operação mais reduzidos (baixo OPEX). A Figura 16 ilustra esta relação entre o CAPEX *versus* o OPEX por tipo de fonte.

---

<sup>71</sup> Abreviação para expressão inglesa *Capital Expenditures*, que representa as despesas com capital ou bens de capital.

<sup>72</sup> Abreviação para expressão inglesa *Operational Expenditures*, que representa as despesas com custos de operação.

FIGURA 16 - RELAÇÃO ENTRE OS GASTOS COM CAPITAL E OPERAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS



Fonte: O Autor

Assim, termelétricas a carvão mineral ou à gás natural demandam maiores volumes de recursos para sua implantação, porém sua operação costuma ser mais barata em virtude de custos variáveis menores. Por outro lado, usinas a óleo diesel, demandam menores investimentos para sua instalação, porém seus custos variáveis em função dos gastos com combustível tendem a ser bem mais elevados. Deste modo, o ordenamento dos empreendimentos termelétricos nos leilões de energia em ambiente regulado deve considerar estas duas variáveis na composição do lance de cada usina. Outro elemento importante nesta equação é a previsão de despacho de cada empreendimento dentro do sistema. Isto porque usinas com elevados investimentos e custos variáveis menores não são as mais indicadas se o despacho ocorrer de modo ocasional, assim como, usinas de baixo investimento e custos variáveis mais elevados não são a melhor opção caso haja a previsão de despacho mais frequente.

Todos estes elementos são levados em conta no Índice de Custo-Benefício (ICB), indicador elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o ordenamento econômico dos das usinas participantes nos leilões de energia em Ambiente Regulado. Obtido através da razão entre o custo total do empreendimento e o benefício energético dele resultante, o ICB atribui um valor em Reais por megawatt hora (R\$/MWh) para cada usina concorrente, vencendo aquela que apresentar o menor índice. Seus valores são calculados através da seguinte equação (EPE, 2008):

$$\text{ICB} = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econômico de Curto Prazo})}{\text{Garantia Física}}$$

A parcela Custos Fixos (CF) representa a receita requerida pelo investidor para cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e à manutenção da usina. Nesta parcela também estão incluídos os custos fixos de combustível associados ao nível de inflexibilidade operativa decorrentes de contratos de aquisição de gás com cláusulas do tipo “*take or pay*” e “*ship or pay*”<sup>73</sup>, os custos de conexão às redes de transmissão e distribuição, impostos, taxas, encargos setoriais, entre outros, que ocorrem independente do despacho da usina. Deste modo, esta receita fixa representa um fluxo de caixa pré-definido e conhecido para o empreendimento, servindo tanto para cobrir estes custos, assim como para remunerar o investimento realizado.

A segunda parcela é probabilística e representa o valor esperado do Custo de Operação (COP) em R\$/ano que é determinada pelo nível de inflexibilidade no despacho da usina<sup>74</sup> e dos Custos Variáveis Unitários (CVU) de operação e manutenção declarados pelo empreendedor. Esta estimativa é feita ao comparar o CVU da usina à uma matriz de previsão dos Custos Marginais de Operação (CMO) do sistema, estimando-se a frequência e a duração dos despachos do empreendimento durante a vigência do seu contrato. Assim, se:

- i.  $\text{CMO} > \text{CVU}$  = a usina seria despachada; e
- ii.  $\text{CMO} < \text{CVU}$  = a usina não seria despachada.

Deste modo, matrizes de CMOs mais otimistas (baixo valores de CMOs) que consideram um risco de déficit de energia menor, reduzem a quantidade de horas de

<sup>73</sup> Tais cláusulas representam um instrumento financeiro para reduzir a volatilidade da remuneração do produtor de gás. Nos contratos que possuem cláusulas de *take-or-pay*, o comprador do gás é obrigado a comprar um montante de gás natural pré-determinado, definido como um percentual associado ao total contratado, que representa um volume mínimo determinado de gás mensal e anual, seja o gás consumido ou não. Na cláusula *ship-or-pay*, o consumidor do gás contrata um percentual fixo da capacidade de transporte do gasoduto ou da infraestrutura do transporte, independente do volume transportado. Importante ressaltar que se por um lado estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, por outro elas oneram consideravelmente os custos das Usinas Térmicas.

<sup>74</sup> No caso de contratos de combustível tipo “*take or pay*” que obrigam a usina a gerar uma quantidade mínima para consumir o gás que lhe é obrigada a comprar.

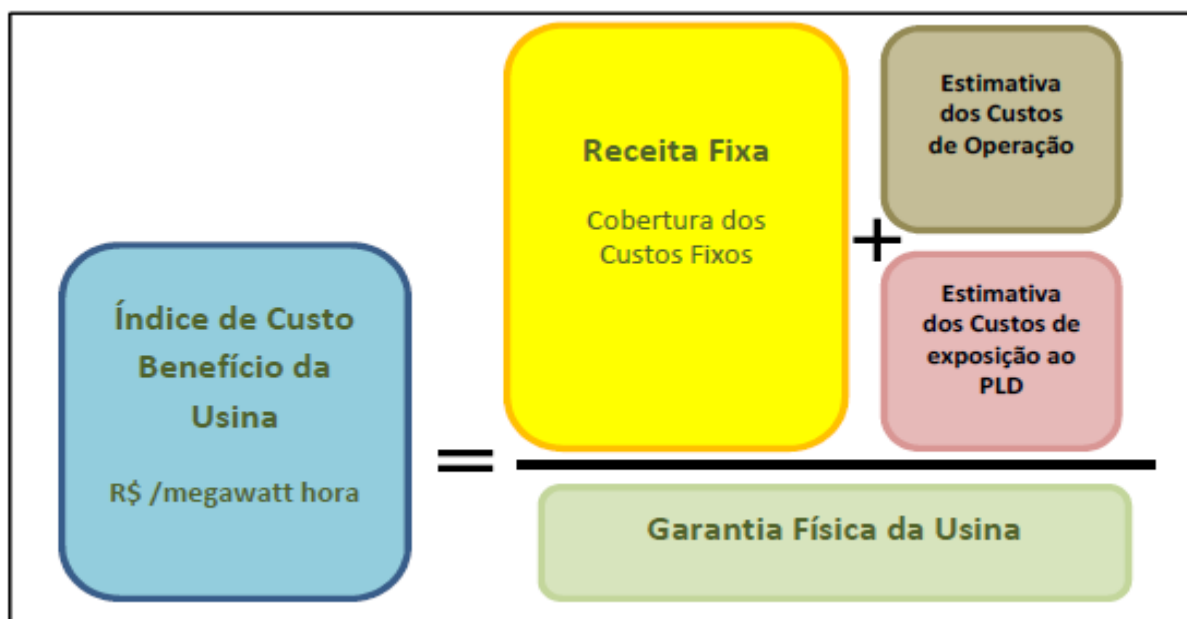
despacho e conseqüentemente a parcela COP, favorecendo usinas com CVUs elevados e custos fixos menores. Entretanto, se a matriz de previsão for mais pessimista (CMOs com valores mais elevados), com percepção de risco de déficit maior, há previsão de um despacho mais frequente da usina, levando vantagem àquelas com CVUs mais baixos, mesmo que tenham custos fixos mais elevados.

Ainda com relação aos custos variáveis, é considerada também a parcela referente ao valor esperado do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) em R\$/ano, que resulta das diferenças mensais apuradas entre o despacho efetivo da usina e sua Garantia Física. Como nos contratos por disponibilidade os custos de geração são arcados pelos consumidores, se durante a operação do sistema o CVU da usina for maior que o CMO a usina deixa de gerar sua flexibilidade. Deste modo, não há um custo efetivo de geração, mas sim o custo relativo às compras de energia no mercado de curto prazo. É este custo que o CEC visa captar, estimando o valor acumulado das liquidações no mercado de curto prazo, representando o custo (ou benefício) que o consumidor teria quando a usina não estiver despachada.

Por fim, no denominador da fórmula considera-se a Garantia Física (GF) do empreendimento, que corresponde à sua energia assegurada em megawatts médios, sendo calculada em função do nível de inflexibilidade no despacho da usina e dos seus custos variáveis de operação e manutenção previamente declarados pelo empreendedor. Deste modo ela busca representar a média da geração produzida pela usina no horizonte de estudo, ponderada pelo CMO em cada um dos períodos de geração. Por ser o denominador da equação, quanto maior for a Garantia Física da usina menor será seu ICB, tornando o empreendimento mais competitivo durante os leilões.

A Figura 17 demonstra de modo esquemático a composição do ICB para o ordenamento econômico das usinas durante os leilões.

FIGURA 17 – COMPOSIÇÃO DO ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO



Elaboração: O Autor

Através destes parâmetros, em que a receita fixa representa o custo de implantação do empreendimento, a receita variável que representa os custos de operação da usina, assim como sua garantia física, é possível determinar a competitividade dos empreendimentos termelétricos nos leilões de energia em Ambiente Regulado. Contudo, vale destacar que tanto o COP e o CEC são calculados e divulgados previamente pela Empresa de Pesquisa Energética, fazendo com que estes parâmetros dificilmente sejam controlados pelo empreendedor durante o processo de competição do leilão<sup>75</sup>. Diante disto, os lances dos empreendimentos termelétricos são feitos, em última instância, em termos de sua Receita Fixa, uma vez que este é o parâmetro de maior controle por parte do empreendedor no momento em que ocorrem as disputas.

Assim, analisada a metodologia empregada nos leilões para contratação de energia térmica em ambiente regulado, a seção seguinte analisará a participação da Petrobras nestes leilões.

<sup>75</sup> O empreendedor pode influenciar os resultados do COP e do CEC através da declaração do seu CVU no momento da habilitação para o leilão. Contudo, se o empreendedor declarar um CVU maior que foi estabelecido pelo regulador, corre o risco de ser eliminado antes mesmo de concorrer ao leilão pois estará superior ao teto determinado. Ao contrário, se declarar um CVU inferior ao real, corre o risco de incorrer em prejuízos caso a térmica seja despachada com frequência, pois seus custos de geração serão maiores que sua remuneração.

## 5 ATUAÇÃO DA PETROBRAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O objetivo deste capítulo é analisar os mecanismos e instrumentos praticados pela Petrobras para o estabelecimento de vantagens competitivas sobre seus concorrentes nos leilões de energia elétrica em Ambiente Regulado. Para tanto ele se divide em duas partes. Na primeira são analisados alguns aspectos que permitam compreender como uma empresa do ramo de óleo, gás e combustíveis passou a desempenhar um importante papel enquanto agente do setor elétrico. Na segunda, serão analisadas as evidências da conduta anticompetitiva da Petrobras durante os leilões do ACR para contratação térmica a gás natural.

### 5.1 A PETROBRAS COMO AGENTE DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Na última década, a Petrobrás promoveu uma importante integração entre os setores de gás natural e energia elétrica. Para tanto, ergueu um parque termelétrico capaz de garantir tanto a segurança energética para suas operações, bem como comercializar esta energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional, transformando-se assim num dos maiores geradores de eletricidade do país.

Este processo pode ser entendido como resultante de um conjunto de fatores, dos quais se destacam:

- a) O aumento da importância da geração térmica dentro da matriz elétrica nacional;
- b) As mudanças na estrutura de organização da indústria de energia elétrica brasileira, assim como suas reformas institucionais ocorridas a partir da década de 1990;
- c) Os benefícios decorrentes de um processo de integração vertical entre os segmentos das cadeias de gás e de geração termelétrica.

Como analisado durante Capítulo 3, o Sistema Interligado Nacional a despeito de dispor de um parque gerador preponderantemente hidráulico, tem encontrado na geração térmica um elemento fundamental para a redução dos riscos de falta de suprimento. Já em 2001, durante o período de racionamento de energia elétrica, a Petrobras foi essencial na estratégia do governo para mitigar os efeitos desta crise, atuando em 31 usinas termelétricas incluídas no Programa Prioritário de

Termeletricidade (PPT), das quais 2 sob a forma de fornecimento especial de gás natural e nas outras 29 por meio de participação acionária (BENVEGNÚ, 2008). Corroborando com esta constatação, a afirmação presente no “Relatório Anual” da companhia, documento elaborado e divulgado pela Petrobras ao mercado acionista, onde a direção da empresa asseverou à época que:

*“A participação em projetos de geração termelétrica é uma prioridade para a Petrobras, pois se insere na estratégia da Companhia tornar-se uma empresa de energia e comercializar o gás produzido nos seus campos. Além disso, está alinhada ao programa do governo federal de assegurar o suprimento de energia nos próximos anos com maior participação do gás na matriz energética do país” (PETROBRAS, 2001, p. 18).*

Diante disto, tendo em vista as novas características assumidas pelo SIN e a maior necessidade de integração entre os setores de gás natural e energia elétrica<sup>76</sup>, a Petrobras vem se estabelecendo como um importante agente gerador de eletricidade no país.

O segundo elemento que permite compreender este fenômeno são as mudanças ocorridas nos últimos anos na estrutura de organização produtiva e institucional do setor elétrico brasileiro. Até meados da década de 1990 o setor era estruturado basicamente por empresas estatais, integradas verticalmente e atuando em todos os segmentos da cadeia de energia elétrica. Não existiam consumidores fora do mercado cativo das distribuidoras e o mercado atacadista de energia elétrica era praticamente inexistente. A desverticalização dos monopólios através da separação das atividades de geração e distribuição, assim como a criação de figuras como o Produtor Independente de Energia (PIE), o Autoprodutor (APE) e o Consumidor Livre, abriram possibilidades para um mercado a ser explorado pelas empresas de energia que até então não existia. Deste modo, o novo ordenamento regulatório do setor elétrico brasileiro pode ser entendido também como um elemento determinante para a habilitação da Petrobras como um grande gerador de energia elétrica, possibilitando o acesso de novos mercados e permitindo a participação da estatal em segmentos que até então não poderia atuar.

---

<sup>76</sup> A integração entre os setores de gás natural e energia elétrica não é algo novo. FARIA (2010) destaca que em todo mundo as usinas termelétricas sejam, talvez, os mais importantes players integradores entre os mercados de energia elétrica e gás natural, sendo extremamente difundidas em mercados maduros para a efetiva integração destes setores.



Por fim, o terceiro elemento a ser considerado, são os ganhos empresariais decorrentes deste processo de integração. Para compreender um pouco melhor estes benefícios é preciso analisar o parque gerador pertencente à Petrobras.

TABELA 8 – USINAS PERTENCENTES À PETROBRAS (2013)

Usina	Potência (kW)	Destino da Energia <sup>77</sup>	Tipo de Geração <sup>78</sup>	Município
Araucária	484.150	PIE	UTE	Araucária - PR
Atalaia	4.600	REG	UTE	Aracaju - SE
Aureliano Chaves	226.000	PIE	UTE	Ibirité - MG
Bahia I – Camaçari	31.800	PIE	UTE	Camaçari - BA
Barbosa Lima Sobrinho	379.000	PIE	UTE	Seropédica - RJ
Celso Furtado	185.891	PIE	UTE	São Fco. Conde - BA
CENPES – Petrobrás	16.065	APE	UTE	Rio de Janeiro - RJ
Cuiabá	529.200	PIE	UTE	Cuiabá - MT
Euzébio Rocha	249.900	PIE	UTE	Cubatão - SP
Fernando Gasparian	386.080	PIE	UTE	São Paulo - SP
Gabriel Passos	9.220	APE	UTE	Betim - MG
Governador Leonel Brizola	1.058.300	PIE	UTE	D. de Caxias – RJ
Jesus Soares Pereira	367.920	PIE	UTE	A. Rodrigues - RN
Juiz de Fora	87.048	PIE	UTE	Juiz de Fora - MG
Luiz Carlos Prestes	385.819	PIE	UTE	Três Lagoas - MS
Macau	1.800	REG	EOL	Macau - RN
Mário Lago	922.615	PIE	UTE	Macaé - RJ
REFAP	74.720	APE	UTE	Canoas - RS
Refinaria de Paulínea – REPLAN	60.500	APE	UTE	Paulínia - SP
Refinaria Duque de Caxias – REDUC	63.300	APE	UTE	D. de Caxias – RJ
Refinaria Henrique Lages (REVAP)	76.000	APE	UTE	S. J. Campos – SP
Refinaria Landulpho Alves (RLAM)	62.500	APE-COM	UTE	São Fco. Conde - BA
Refinaria Pres. Bernardes – RPBC	24.500	APE	UTE	Cubatão - SP
Refinaria Pres. Getúlio Vargas (REPAR)	32.000	APE-COM	UTE	Araucária - PR
Reman	6.400	APE	UTE	Manaus - AM
Rômulo Almeida Unidade I	138.020	PIE	UTE	Camaçari - BA
Sepé Tiaraju	160.573	PIE	UTE	Canoas - RS
Sistema de Cogeração da RECAP	22.500	APE	UTE	Mauá - SP
Termoceará	242.000	PIE	UTE	Caucaia - CE
<b>Total: 29 usinas</b>	<b>Potência Total : 6.288.420</b>			

Fonte: Banco de Informações da Geração (ANEEL)

<sup>77</sup> APE: Autoprodução de Energia; APE-COM: Autoprodução com Comercialização de Excedente; COM: Comercialização de Energia; PIE: Produção Independente de Energia; REG: Registro.

<sup>78</sup> UTE: Unidade de Geração Termelétrica; e EOL: Eólica

A Tabela 8 traz a relação das 29 usinas de propriedade da Petrobras. Ao todo, sua capacidade instalada perfaz quase 6.300 megawatts, destes apenas 6% é explorada sob o regime de autoprodução, que em princípio, seria a parcela de energia gerada e destinada para o consumo dentro de suas atividades industriais. Os 94% restantes, explorados sob o regime de produção independente e autoprodução com comercialização da energia excedente, que totalizam aproximadamente 5.900 megawatts, tem como foco a comercialização de energia dentro do SIN.

Deste modo é possível perceber através de seu parque gerador que a estratégia da Petrobras em produzir energia elétrica não visa simplesmente as vantagens decorrentes da autoprodução de eletricidade, tais como a redução dos custos com energia e a menor exposição à volatilidade dos preços no mercado livre, mas sim benefícios mais amplos decorrentes deste processo de integração. Esta constatação remete à abordagem que trata dos processos de integração vertical presente no Capítulo 1 deste estudo. Considerando a elevada especificidade dos ativos envolvidos, os grandes investimentos para a construção das redes e gasodutos, assim como as incertezas quanto à demanda do gás, uma vez que as usinas termelétricas a gás natural costumam operar de modo flexível<sup>79</sup>, a integração entre estes estágios da cadeia de produção de energia é natural, e muitas vezes necessária.

Além disso, como tratado anteriormente, o processo de integração permite uma redução nos custos de transação associados, diminuindo as incertezas e eventuais comportamentos oportunistas, além de estabelecer uma maior variedade de processos e de controles que dificilmente seriam obtidos via contratualização no mercado. Por fim, outro elemento que não pode ser desconsiderado, é fato de que a integração de uma empresa monopolista no segmento *upstream*, à estágios competitivos no *downstream*, permite a ela estender sua dominância em ambos os mercados, podendo extrair rendas e discriminar preços mesmo no segmento competitivo.

Sendo assim, a partir de 2004, ficaram claros os objetivos da Petrobras em se tornar uma empresa integrada de energia, diversificando sua participação em toda a cadeia produtiva dos seus principais produtos, em especial, onde pudesse

---

<sup>79</sup> A decisão do despacho é do ONS, não dependendo das decisões do supridor de gás muito menos do agente gerador.

haver agregação de valor e possibilidade de retornos aos investimentos, como é o caso da geração de energia elétrica (FELIPE, 2010).

Deste modo, muito embora os fatores apontados nesta seção possam não ser os únicos para explicar o direcionamento da estatal para o setor elétrico, através deles é possível compreender um pouco melhor a dinâmica deste fenômeno, que transformou a Petrobras em um dos maiores geradores de energia elétrica do país, conforme demonstra a Tabela 9.

TABELA 9 – MAIORES AGENTES GERADORES DE ENERGIA ELÉTRICA DO SIN (2013)

Posição	Agentes do Setor	Potência Instalada (kW)
1º	CHESF	10.615.131
2º	FURNAS	9.703.000
3º	ELETRONORTE	9.296.454,10
4º	CESP	7.461.270
5º	TRACTEBEL	7.141.450
6º	ITAIPU <sup>80</sup>	7.000.000
7º	CEMIG	6.781.584
8º	<b>PETROBRAS</b>	<b>6.288.420,60</b>
9º	COPEL-GT	4.910.408
10º	AES Tietê S/A	2.652.050

Fonte: Banco de Informações da Geração (ANEEL)

Atualmente, a Petrobras em função de sua capacidade instalada é o oitavo maior gerador de energia elétrica do país, com capacidade de geração superior à empresas como a Copel Geração e Transmissão e AES Tietê, pouco atrás de grandes geradores como a CESP, TRACTEBEL, a parcela brasileira de ITAIPU e CEMIG.

## 5.2 A ATUAÇÃO DA PETROBRAS NOS LEILÕES DE ENERGIA EM AMBIENTE REGULADO

No modelo de estrutura e de regulação do setor elétrico brasileiro, os leilões de energia elétrica em ambiente regulado podem ser considerados um dos poucos eventos em que efetivamente há competição no setor. Entretanto, quando eles ocorrem para licitar energia de fonte térmica, em especial a gás natural, isto nem sempre é verdadeiro.

<sup>80</sup> Considera somente a parcela brasileira.

Disputando o leilão de modo verticalizado, tanto como gerador termelétrico, como supridor do gás natural para a maioria dos empreendimentos concorrentes, a Petrobras atua num nítido conflito de interesses, podendo arbitrar as condições do fornecimento do gás entre suas usinas e as demais participantes do certame.

Esta situação ficou bem caracterizada no ano de 2011, durante o 12º Leilão de Energia Nova (A-3) e o 13º Leilão de Energia Nova (A-5) realizados respectivamente nos meses de agosto e dezembro daquele ano, quando estatal assumiu uma conduta anticompetitiva em relação a seus concorrentes como forma de prevalecer seus interesses durante estes processos licitatórios. Das restrições verticais à concorrência elencadas e descritas na seção 1.4. deste estudo, a Petrobras se valeu, em especial, de duas delas:

- a) Discriminação de preços; e
- b) Recusa de negociação.

#### 5.2.1 Discriminação de Preços

A prática de discriminação de preço da Petrobras contra seus concorrentes nos leilões de energia em ambiente regulado pôde ser observada durante o 12º Leilão de Energia Nova (A-3). Naquela oportunidade, muito embora os preços praticados não tenham sido divulgados por cláusulas de confidencialidade, ficou claro o favorecimento da usina termelétrica pertencente à estatal. A análise da Tabela 10 permite compreender melhor que instrumentos foram empregados para discriminar preços.

TABELA 10 – USINAS PARTICIPANTES DO 12º LEILÃO DE ENERGIA NOVA (A-3)

Usina	Empreendedor	UF	Inflexib.	Potência MW	Garantia Física (GF) MW-med
Baixada Fluminense	Petrobras	RJ	0	530	430,2
Linhares III	Linhares Energia Ltda	ES	30%	56,1	36,7
Global VI	Global Part. Energia S.A.	BA	30%	327,1	237,1
Queimados 3	Genpower Termelétricas	RJ	50%	582,8	506,2
Maranhão II	MPX Energia	MA	48,4%	499,2	470,7
Maranhão III	MPX Energia	MA	48,4%	499,2	470,7
Maranhão I	MPX Energia	MA	48,8%	205,1	187,8
Resende	Omega Engenharia	RJ	65,9%	501,5	446,7
Paracambi	U. Term. Paracambi	RJ	69,6%	607,8	551,8
Araraquara	ARS Energia	SP	70%	579,4	526,2

Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME, 2011)<sup>81</sup>

A Tabela 10 trás as informações obtidas através do Ministério de Minas e Energia (MME), referentes aos empreendimentos que disputaram o leilão<sup>82</sup>. Nela, estão listadas as termelétricas habilitadas com seus respectivos níveis inflexibilidades de operação e Garantias Físicas. Das 10 usinas que disputaram o leilão apenas três não necessitaram firmar contratos de fornecimento de gás com a Petrobras (UTE Maranhão I, II e III), pois pertenciam ao mesmo grupo da OGX Petróleo e Gás com campos de extração de gás natural no Maranhão. As demais tinham como único fornecedor de gás natural a Petrobras.

O primeiro elemento presente na tabela que permite constatar a discriminação de preço entre os concorrentes são as inflexibilidades operativas das usinas. Importante notar que enquanto a UTE Baixada Fluminense declarou "inflexibilidade zero", as demais usinas que também dependiam do fornecimento da Petrobras tiveram de declarar inflexibilidades entre 30% e 70%. Estas inflexibilidades de operação decorrem em função dos contratos de suprimento do combustível, que trazem consigo cláusulas de tipo *take or pay* e *ship or pay*, nos quais as usinas são obrigadas a consumir uma quantidade mínima de gás natural exigida pelo fornecedor independente do despacho do ONS.

<sup>81</sup> Portaria MME nº 28, de 01/08/2011, publicada no Diário Oficial da União em 02/08/2011.

Para compreender melhor os efeitos desta medida, é preciso relembrar a metodologia do ICB presente no Capítulo 4 deste estudo. Como foi visto anteriormente, nos leilões para contratação de energia por disponibilidade, os empreendimentos são ordenados através do Índice de Custo Benefício, que é calculada através da soma da Receita Fixa e dos Custos Variáveis, dividido pela Garantia Física da usina.

Como os custos variáveis presentes nesta equação são calculados pela EPE, a disputa do leilão ocorre através da menor Receita Fixa requerida para cada empreendimento. Assim, níveis de inflexibilidade representam um aumento sobre seus custos fixos, requerendo uma Receita Fixa maior, o que coloca a usina numa clara condição de desvantagem frente à outras flexíveis. Importante notar que mesmo os empreendimentos localizados no estado do Rio de Janeiro (UTE Queimados 3, UTE Resende e UTE Paracambi), onde está sendo instalada a UTE Baixada Fluminense, tiveram que declarar inflexibilidades superiores a 50% pois não conseguiram firmar contratos de gás nas mesmas condições que a termelétrica da Petrobras, ficando evidente a falta de isonomia entre as usinas.

Outra forma de discriminação de preços praticada pela Petrobras pode ser constada através das Garantias Físicas das usinas que disputaram o leilão. Segundo a metodologia do ICB, a Garantia Física corresponde uma energia assegurada em megawatts médios para o empreendimento, resultante da probabilidade de despacho da usina obtida através da comparação entre seu CVU com os valores previstos do CMO para o período de planejamento.

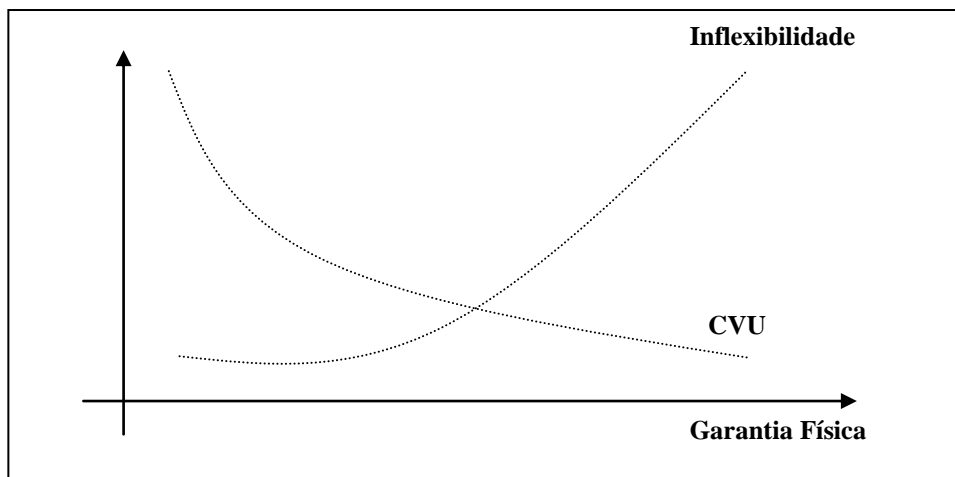
Assim, usinas com CVU reduzido apresentam Garantias Físicas mais elevadas, pois se espera delas um despacho mais frequente, enquanto que outras, com CVU mais alto, deverão ser acionados com frequência menor, pois seu custo variável estará, na maioria das vezes, acima dos Custos Marginais de Operação. Tendo em conta que o principal componente dos custos variáveis de uma termelétrica são os seus gastos com combustível, pode-se deduzir que há dentro da metodologia de cálculo do ICB uma relação inversa entre a Garantia Física do empreendimento e o preço pago pelo gás natural.

Outro fator que afeta a Garantia Física da usina é a inflexibilidade. Operando de modo inflexível, haverá geração de eletricidade independente do Custo Marginal de Operação do sistema, aumentando sua Garantia Física. Sem inflexibilidade a

usina só gera energia quando o sistema demandar, resultando em uma energia assegurada menor.

A Figura 18 representa a relação existente entre o tamanho da Garantia Física da usina, sua inflexibilidade e seu CVU.

FIGURA 18 – RELAÇÃO ENTRE GARANTIA FÍSICA , INFLEXIBILIDADE E CVU



Fonte: O Autor

Diante destas considerações, ao analisar a Tabela 11 é possível constatar novamente a discriminação de preços praticada pela Petrobras durante o leilão.

TABELA 11 – GARANTIA FÍSICA DAS USINAS - 12º LEILÃO DE ENERGIA NOVA (A-3)

Usina	Empreendedor	Inflexibilidade	Garantia Física (% da potência)
Baixada Fluminense	Petrobras	0%	81,2%
Linhares III	Linhares Energia Ltda	30%	65,5%
Global VI	Global Part. Energia S.A.	30%	72,2%
Queimados 3	Genpower Termelétricas	50%	86,9%
Maranhão II	MPX Energia	48,4%	94,3%
Maranhão III	MPX Energia	48,4%	94,3%
Maranhão I	MPX Energia	48,8%	91,6%
Resende	Omega Engenharia	65,9%	89,1%
Paracambi	U. Term. Paracambi	69,6%	90,8%
Araraquara	ARS Energia	70%	90,8%

Fonte: Ministério de Minas e Energia (MME, 2011)

Como se pode perceber, a UTE Baixada Fluminense, mesmo operando de modo totalmente flexível, apresentou uma Garantia Física muito próxima de empreendimentos como a UTE Queimados 3 que disputou o leilão com uma inflexibilidade de 50% e superior a outros com inflexibilidade de 30%. A explicação para isto certamente passa pelo preço do combustível pago pela usina. Com o gás barato, e portanto com CVU declarado menor, os modelos de previsão utilizados pela EPE consideram maiores as chances de despacho da usina, apurando uma Garantia Física mais elevada.

Entretanto, este comportamento fere a totalmente a lógica de contratação do gás para consumidores flexíveis, pois a presença de flexibilidade nos contratos de suprimento de gás representa sempre um custo adicional para o contratante<sup>83</sup>. Sem cláusulas de *take or pay* ou *ship or pay* que tornam os empreendimentos inflexíveis, o preço do combustível deverá cobrir não só o custo da *molécula*, como também os custos fixos referentes à infraestrutura de transporte. Deste modo, seria de se esperar que a UTE Baixada Fluminense apresentasse uma Garantia Física menor, não só pela opção da flexibilidade de operação, mas como também em função dos maiores custos envolvidos nesta escolha.

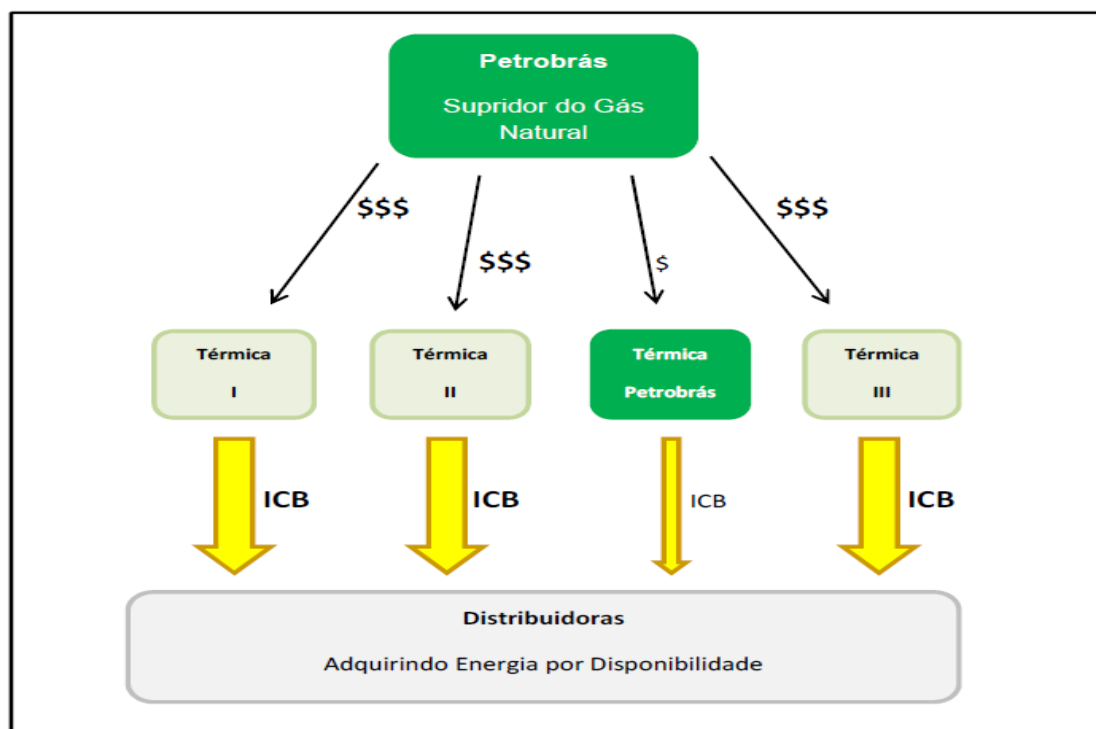
Portanto, fica evidente a discriminação preços praticada pela Petrobras neste leilão, seja através da imposição de uma demanda mínima nos contratos de suprimento de gás, seja por preços efetivamente diferenciados entre os empreendimentos aos quais forneceu o insumo. A Figura 19 ilustra este arranjo em que a Petrobras integra sua produção de gás natural com a geração de energia elétrica para disputar os leilões em ambiente regulado.

---

<sup>83</sup> A flexibilidade nos contratos de gás natural geralmente ocorre do consumidor para o supridor. Nestes casos os consumidores ficam expostos à interrupção do fornecimento do gás, assumindo os riscos da aquisição de outro combustível para suas operações. Ver mais em PINTO JR. et al. (2007), pág. 253.



FIGURA 19 – INTEGRAÇÃO VERTICAL E DISPUTA DOS LEILÕES



Elaboração: O Autor

Por fim, somente para registro, vale ressaltar que neste leilão dois empreendimentos saíram vencedores. Um deles foi a UTE Maranhão III, pertencente ao grupo MPX Energia, que negociou 450 megawatts médios ao preço de 101,9 R\$/MWh, e a UTE Baixada Fluminense, pertencente à Petrobrás, que negociou 416,9 megawatts médios a 104,75 R\$/MWh<sup>84</sup>, lembrando apenas que para ambos os casos, as usinas possuíam fornecimento próprio de gás para a sua operação.

### 5.2.2 Recusa de Negociação

A segunda conduta anticoncorrencial estabelece, na prática, uma barreira à entrada de concorrentes nos leilões de energia. Nestes casos, a Petrobras se recusa a fornecer o gás natural aos demais geradores, alegando razões de natureza técnica, regulatória ou financeira para fazê-lo.

Para participar dos leilões, ainda na fase de habilitação, os empreendimentos devem apresentar ao Ministério de Minas e Energia (MME) um

<sup>84</sup> Valores da época.

pré-contrato ou termo de compromisso de aquisição do combustível<sup>85</sup>. Sem a comprovação de que dispõem do gás natural para sua operação, os empreendimentos sequer disputam o leilão.

Tal determinação do MME segue uma lógica necessária, pois representa uma garantia para o sistema de que o empreendimento não deixará de gerar energia por falta de gás quando for acionado pelo ONS. Entretanto, a regra também abre espaço para que a Petrobras, se valendo da posição que ocupa no setor de gás natural brasileiro, possa criar barreiras aos seus competidores. Deste modo, alegando indisponibilidade do recurso, falta de capacidade de transporte, inexistência de garantias financeiras ou qualquer outro impedimento que justifiquem sua negativa à celebração destes pré-contratos de fornecimento, concorrentes são bloqueados ainda na fase de habilitação do leilão.

No ano de 2011, foi possível identificar esta prática em duas situações. A primeira delas ocorreu na fase de pré-habilitação dos empreendimentos para a disputa do 12º Leilão de Energia Nova (A-3). Naquela oportunidade, a Petrobras exigiu a apresentação de capital integralizado de pelo menos R\$ 400 mil por megawatt instalado dos empreendimentos que disputariam o leilão, como condição para firmar os termos de compromisso de fornecimento de gás natural<sup>86</sup>. Deste modo, um empreendimento com 300 megawatts de capacidade instalada<sup>87</sup>, por exemplo, deveria comprovar à Petrobras a existência de, pelos menos, R\$ 120 milhões capital social integralizado, só para dar início às negociações dos termos do pré-contrato de compra de gás.

A desproporcionalidade da exigência limitou consideravelmente a presença de Sociedades de Propósito Específico (SPEs), que disputariam o certame através de empreendimentos organizados sob a forma de *Project Finance*<sup>88</sup>. Nestes casos, como os projetos são viabilizados através de financiamentos garantidos pela sua

---

<sup>85</sup> Portaria MME 514/2011.

<sup>86</sup> Fonte: Schüffner, Cláudia. *Jornal Valor Econômico*. Rio de Janeiro, 04 de abr. 2011.

<sup>87</sup> A grande maioria dos empreendimentos que disputaram o 12º Leilão de energia Nova (A-3) o fizeram com capacidade instalada acima desta.

<sup>88</sup> Project Finance é uma forma de engenharia financeira suportada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia os ativos e recebíveis desse mesmo projeto. Ver mais em BORGES, Luiz Ferreira Xavier. *Project Finance e infra-estrutura: Descrição e Críticas*. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 5, n. 9, p. 105-122, jun 1998.

receita futura, e considerando os custos de oportunidade envolvidos, seria inviável integralizar valores tão elevados em seu capital social, simplesmente para começar a negociar o fornecimento do combustível, ainda mais numa fase anterior ao leilão. Deste modo, diante das exigências estabelecidas e da recusa da Petrobras de negociar com empreendimentos que não as atendessem, praticamente ficaram impedidos de participar do leilão pequenos geradores ou mesmo fundos de investimento, tendo em vista a clara barreira estabelecida durante o processo de contratação do gás natural.

Recusa semelhante aconteceu também no ano de 2011, quando a Petrobras informou não haver disponibilidade comprovada de gás natural para atendimento de novos contratos de suprimento, o que impediu a habilitação de termelétricas à gás natural para o 13º Leilão de Energia Nova (A-5) que ocorreu em dezembro daquele ano. A negativa em fornecer os pré-contratos de gás trouxe questionamentos quanto à alegação da Petrobras de indisponibilidade de reservas, uma vez que poucos meses antes, a companhia era a principal supridora para os empreendimentos que concorreram no leilão anterior, o que fez parecer improvável a súbita falta física do insumo como sendo o real motivo para recusa de negociação (AVILA *et al.*, 2012).

Especificamente neste leilão, a empresa também não habilitou empreendimentos para disputa do certame, não tendo sido comercializado um único megawatt de energia elétrica por térmicas a gás natural. Neste caso em específico, pode-se interpretar que a pretensa atitude anticompetitiva por parte da Petrobras ao declarar reservas insuficientes do insumo não existiu, uma vez que ela mesma também não concorreu ao leilão. Contudo, não há como negar que a negativa contribui para desarticular as forças competitivas em leilões futuros, desencorajando possíveis investidores diante das constantes incertezas envolvidas quanto o acesso ao gás natural no país.

Portanto, diante dos casos apresentados, é possível perceber a presença de condutas anticompetitivas praticadas pela Petrobras durante os leilões de energia promovidos pela ANEEL. Além disso, muito embora este estudo tenha tomado por referencia apenas o 12º e 13º Leilões de Energia Nova, ocorridos no ano de 2011, este comportamento restritivo à concorrência por parte da estatal, não se resume somente a estes casos. Empreendimentos existentes, como UTE a Araucária, de

propriedade da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), a partir de 2009, só conseguiu entrar em operação após ter sido arrendada à Petrobras<sup>89</sup>.

Deste modo, não são poucos os casos em que empreendimentos a gás natural encontram dificuldades para negociar o seu suprimento junto à estatal. De qualquer modo, a despeito da presença de maior ou menor sutileza em suas práticas anticompetitivas, o simples fato de suprir o gás natural à maioria dos empreendimentos concomitantemente a sua condição de concorrente na disputa, até para uma análise menos crítica, fere os princípios mais elementares de isonomia e concorrência, ainda mais quando isto ocorre num ambiente criado especificamente para acolher a competição, como é o caso do ACR.

---

<sup>89</sup> Em 2009 a UTE Araucária tentou disputar o Leilão de Energia Existente A-1, contudo diante das condições oferecidas para contratação do gás natural desistiu da disputa.

## 6 CONCLUSÃO

O presente estudo buscou analisar os desvios competitivos nos leilões para contratação de energia térmica à gás natural no Brasil. Para fazê-lo foi necessário levar em conta uma série de elementos que integram ou que ajudam a entender o problema. O primeiro deles foi compreender os principais aspectos relativos às características e a organização econômica que compõem os setores de energia elétrica e de gás natural. Classificados como indústrias de rede, estes setores possuem uma série de particularidades que os diferenciam dos demais setores da atividade econômica, tais como a forte presença de externalidades, a tendência natural à concentração ou mesmo a formação de monopólios, grandes economias de escala, além da necessidade constante de regulação por parte do Estado. De posse destas informações, foram analisados os principais aspectos relativos às reformas nos setores de energia elétrica e de gás natural no Brasil, assim como a configuração atual de ambos.

Também foram abordados os principais motivos que levam uma empresa a se integrar verticalmente, como é o caso da Petrobras em relação à termelétrica. Dentre os benefícios apontados deste processo foram destacados os ganhos de natureza técnica e econômica, a redução dos custos de transação, a maior eficiência competitiva, assim como a extensão de poder de mercado a outros ramos. Além disso, também foram analisadas as principais condutas anticompetitivas assumidas por empresas verticalmente integradas. Deste modo, diante das tratativas presentes nos Capítulos 1 e 2, foi possível identificar quatro aspectos essenciais para a análise do fenômeno: (i) as características econômicas e regulatórias dos setores de energia elétrica e de gás natural; (ii) a forte concentração presente no setor de gás natural brasileiro; (iii) os motivos que levam uma empresa a se integrar verticalmente, neste caso a Petrobras com a geração de energia elétrica; e (iv) os tipos de restrições verticais que podem ser impostas à concorrência.

A partir do Capítulo 3 foram abordados uma série de aspectos técnicos e econômicos presentes no Sistema Interligado Nacional, que impactam a operação energética e comercial das usinas e que são consideradas durante os leilões. Deste modo, buscou-se evidenciar o caráter complementar da geração termelétrica dentro do sistema, sua crescente importância para a segurança energética nacional, os critérios econômicos adotados para o despacho das usinas, assim como o

funcionamento do mercado de curto prazo de energia elétrica. Em seguida, o Capítulo 4 tratou da metodologia empregada nos leilões de energia elétrica em Ambiente Regulado, abordando questões como as modalidades de contratação, os procedimentos dos leilões, os tipos dos contratos utilizados e o Índice de Custo Benefício, compondo assim o elemento final para a análise do problema. Por fim, no Capítulo 5 foi demonstrado como a Petrobras, através de práticas como a discriminação de preços, influencia nos níveis de inflexibilidade e nas Garantias Físicas das usinas, afetando a competitividade dos seus concorrentes nos leilões do Ambiente Regulado.

Portanto, diante dos elementos apresentados, pode-se perceber que para contratação de energia térmica a gás natural no Brasil, a premissa de competição no segmento de geração se encontra ameaçada em função do modo como a Petrobras tem participado destes leilões. Alguns aspectos que foram discutidas ao longo desta dissertação podem ser apontados como suas prováveis causas, tais como (i) a forte concentração existente no setor de gás natural e seu marco regulatório ainda muito recente; (ii) a relativa incompatibilidade de interesses entre o setor elétrico e o de gás natural, em que o primeiro requer flexibilidade para operação das usinas e o segundo necessita de demanda firme para viabilização dos investimentos; e (iii) os diferentes estágios de desenvolvimento e maturidade entre os dois setores.

Por outro lado, também foi destacado o importante papel que Petrobras tem desempenhado para a segurança do suprimento de energia elétrica nacional, uma vez que desde a década de 2000 cumpre um papel essencial para a mitigação de eventuais riscos de racionamento de energia elétrica no país. Além disso, tendo em vista a crescente necessidade de complementação térmica do Sistema Interligado Nacional, esta importância deve se manter ou mesmo aumentar.

Quanto a possíveis alternativas para o tratamento do problema, podem-se aventar duas delas, ambas passíveis de investigação futura. A primeira seria restabelecer a ordem competitiva destes leilões limitando ou disciplinando a atuação da Petrobrás, buscando assim restaurar as condições de isonomia entre os agentes durante o processo concorrencial. Entretanto, diante das características presentes no setor de gás natural e do modo de operação destas usinas, surgem dúvidas quanto a capacidade do mercado em preencher os espaços que seriam deixados pela estatal. A outra alternativa, seria prosseguir com o *status quo*, mantendo as condições atuais de competitividade nestes leilões e aguardando que as reformas do

novo marco regulatório do setor de gás natural brasileiro surtam os primeiro resultados. Entretanto, também surgem alguns questionamentos, tais como o possível aumento da concentração desta modalidade de geração sob o controle da Petrobras ou desestímulo ao ingresso de novos investidores no setor diante da assimetria entre os agentes e das incertezas quanto ao acesso do combustível. De qualquer modo, independente da alternativa que se adote, a ação (ou inação) do regulador deve ocorrer no sentido da busca de uma maior eficiência econômica traduzida em energia mais barata para os consumidores e maior segurança energética.

E finalmente, tendo em vista as semelhanças regulatórias e econômicas presentes em ambos os setores e a necessidade de maior integração entre eles, outro ponto merecedor de atenção em futuras pesquisas é a análise de instrumentos e mecanismos que permitam uma maior articulação entre as agências reguladoras de energia elétrica e de gás natural.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 10/08/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural**: aspectos técnico-econômico e jurídicos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=41546&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1305811016562>>. Acesso em: 10/08/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Análise da regulamentação, da estrutura da indústria e da dinâmica de formação dos preços de gás natural no Brasil**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 1/01/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – 2011**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/>>. Acesso em: 1/12/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Indústria do gás natural**: regulação atual e desafios futuros. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=41546&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1305811016562>>. Acesso em: 1/06/2012.

ALMEIDA, E. L. F. de; PINTO JR., H. Q. Reform in Brazilian electricity industry: the search for a new model international. **International Journal of Global Energy Issues**, Bucks, v. 23, n. 2/3, p. 169-187, 2005.

ALVEAL, C. **Organização Regulatória da Indústria Brasileira do Petróleo**: Relatório Final para a Pesquisa Reforma do Estado e Regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil: um Projeto Integrado de Docência e Pesquisa. Rio de Janeiro, 1998. Convênio IE/UFRH-MARE/CAPES/FINEP/CNPq.

ALVEAL, C. Reforma das Indústrias de Infra-estrutura e Regime de Propriedade: a indústria de energia no Brasil. In: FUNDAÇÃO K. ADENAUER (Org.). **Política econômica e social no contexto brasileiro**: diálogo científico e prioridades estratégicas. 2003. (no prelo).

ALVEAL, C.; PINTO JÚNIOR, H. Q. **Modos de organização e regulação da indústria de hidrocarbonetos**: formas de transição e introdução de pressões competitivas. Rio de Janeiro, 1997. (Projeto IPEA/SEST, IE/UFRJ).



ANTONELLI, C. **The economics of localized technological change and industrial dynamics**. Dordrecht: Kluwer Academic, 1995.

ARAÚJO, J. L. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DO NÚCLEO DE ECONOMIA DA INFRA-ESTRUTURA PRONEX, 1., 1997, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1997.

ARAÚJO JR., J. T. de. **Regulação e concorrência em setores de infraestrutura**. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Altos Estudos (INAE), 2005.

ARMSTRONG, M; DOYLE, C. **The economics of access pricing**. Paris: OECD, 1995.

AZEVEDO, P. F. de. **Integração vertical e barganha**. 220 p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo. 1996.

AZEVEDO, P. F. Integração vertical e outros arranjos. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 26., 1998, Vitória. **Anais...** Vitória: ANPEC, 1998. p. 1327-1344.

BALDWIN, R.; CAVE, M. **Understanding regulation: theory, strategy, and practice**. Oxford: Oxford University Press, 1999.

BELLI, P. **The comparative advantage of government: a review**. Washington: The World Bank, 1997. (Policy Research Working Papers, n. 1834).

BENVEGNÚ, M. L. **Adaptação estratégica organizacional: o caso da Petrobras no período 1998 a 2007**. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2008.

BORGES, L. F. X. Project Finance e infra-estrutura: descrição e críticas. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 5, n. 9, p. 105-122, jun. 1998.

BRANDÃO, L. G. L. **Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benefício**. 102 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências**. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l8987cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm)>. Acesso em: 10/08/2012.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.** Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm)>. Acesso em: 10/08/2012.

BRASIL. Lei nº 11.909, 4 de março de 2009. **Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento.** Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm)>. Acesso em: 15/08/2012.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019.** Brasília: MME/EPE, 2010. Disponível em:

<[http://www.epe.gov.br/PDEE/20101129\\_2.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20101129_2.pdf)>. Acesso em: 05/08/2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.** Brasília: MME/EPE, 2011. Disponível em:

<[http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302\\_2.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_2.pdf)>. Acesso em: 05/08/2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** Brasília: MME/EPE, 2012. Disponível em:

<<http://www.mme.gov.br/2013/PDE2021.pdf>>. Acesso em: 05/08/2012.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 28**, de 1º de agosto de 2011. Disponível em:

<<http://www.in.gov.br/visualiza/index.jsp?data=02/08/2011&jornal=1&pagina=63&totalArquivos=112>>. Acesso em: 10/01/2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 514**, de 2 de setembro de 2011. Disponível em:

<[http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2011/Port\\_514\\_Diretrizes\\_Gerais\\_Para\\_Elaboracao\\_de\\_Editais\\_de\\_Leiloes\\_de\\_Energia.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2011/Port_514_Diretrizes_Gerais_Para_Elaboracao_de_Editais_de_Leiloes_de_Energia.pdf)>. Acesso em: 20/03/2013.

BRITTO, J. Diversificação, competências e coerência produtiva. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil.** Rio de Janeiro: Campus, 2002.

BUTTON, K. Regulatory Reform. In: BUTTON, K.; PITFIELD, D. (Ed.). **Transport Deregulation: an international movement.** Londres: MacMillan, 1991.

CARVALHO, R. N. F. de. **Contribuições para a Determinação de uma Estratégia de Expansão da Geração de um Sistema Hidrotérmico**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010. Disponível em: <<http://www.pee.ufrj.br/teses/?Resumo=2010071901>>. Acesso em: 15/05/2011.

CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. de A. **Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL-IEUFRJ, 2010. (Textos de Discussão do Setor Elétrico).

CAVALCANTI, J. C.; DOWELL, M. C. M. Integração vertical: um painel da literatura. **Nova Economia**, Belo Horizonte, v. 8, n. 1, p. 183-200, 1998.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em: <[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)>. Acesso em:

CHIPP, H. Características operativas do SIN e a determinação do custo marginal de operação. In: SISEE - Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica, 4., Rio de Janeiro, 2009. **Anais...** Rio de Janeiro: UERJ, 2009.

CHIPP, H. **Procedimentos operativos para assegurar o suprimento energético do SIN**. Rio de Janeiro, 2008. (Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, 9 de Julho 2008).

DIAS, D. S.; RODRIGUES, A. P. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 17, n. 3, p. 71-84, 1997.

DOSI, G.; TEECE, D. J.; WINTER, S. Toward a theory of corporate coherence: preliminary remarks. In: DOSI, G. *et al.* (Ed.). **Technology and enterprise in a historical perspective**. Oxford: Clarendon, 1992.

ECONOMIDES, N. Competition policy in network industries: an introduction. In: JANSEN, D. (Ed.). **The new economy and beyond: past, present and future**. London: Edward Elgar, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Metodologia de cálculo da garantia física das usinas**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2008. (Nota Técnica N. EPE-DEE-RE-099/2008– r0).

ESTEVES, H. B. B. **Principais práticas anticompetitivas nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2586>>. Acesso em: 30/08/2011.

FARIA, L. F. R. de. **A Integração dos mercados de gás natural e energia elétrica no Brasil**. Belo Horizonte: PPGE/UFMG, 2010. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/parecer/docs/PGNDBBAPNC00019.PDF>>. Acesso em: 6/09/2012.

FELIPE, E. S. **Mudanças institucionais e estratégias empresariais: a trajetória e o crescimento da Petrobras a partir da sua atuação no novo ambiente competitivo (1997-2010)**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <[http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/TESES\\_E DISSERTACOES/EDNILSON\\_DOUTORADO.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/TESES_E DISSERTACOES/EDNILSON_DOUTORADO.pdf)>. Acesso em 02/09/2012.

FERRARO, M. C. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 2010.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, I. (Org.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 267-306.

FIANI, R.; PINTO JR., H. Q. Regulação econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.). **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. p. 515-543.

FIORI, J. L. **Os moedeiros falsos**. Petrópolis: Vozes, 1997.

GANIM, A. **Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis**. Brasília: Canal Energia: Synergia, 2009.

GORAK, T. C. **Legal foundations of Energy Regulation**. In: 41st NARUC Annual Regulatory Studies Program. East Lansing: Michigan State University, 1999.

HELM, D.; JENKINSON, T. **Competition in Regulated Industries**. Oxford: Oxford University, 1998.

HUGHES, T. P. The evolution of large technological systems. In : BIJKER, W. E.; HUGHES, T. P.; PINCH, T. J. **The construction of large technological systems**. Cambridge: MIT Press, 1989.

KLEIN M., G. P. **Competition in network industries**: where and how to introduce it. New York: World Bank Group, 1997. (Public Policy for the Private Sector, Note N. 104).

LAFFONT, J.; TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge: MIT Press, 1993.

LEITE, A. L. S.; CASTRO, N. J.; TIMPONI, R. R. Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. In: Encontro de Economia Catarinense, 4., 2010, Criciúma. **Anais...** Criciúma, 2010.

LEVY, B.; SPILLER, P. T. **Regulations, institutions and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies**. In: Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics, p. 215-256, 1993.

LIPSKI, A. B.; SIDAK, J. G. Essential facilities. **Stanford Law Review**, Stanford, v. 51, n. 5, p. 1187-1248, 1999.

LITTLECHILD, S. **Regulation of British telecommunications profitability**. London: HMSO, 1983.

LOUREIRO, P. G. C. **Custo Marginal do déficit de energia elétrica**: histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia. Dissertação (Mestrado – Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

MAKHOLM, J. D. Seeking Competition and Supply Security in Natural Gas The US Experience and European Challenge. In: CESSA CONFERENCE, 1., 2007, Berlin. **Anais...** Berlin: Berlin University of Technology, 2007.

MEIER, K. J. **Regulation, politics, bureaucracy, and economics**. New York: St. Martin's, 1985.

MELLO, M. T. L. **Notas sobre o sistema ded da concorrência no Brasil**. 2001. (Texto para Discussão n. 458, Instituto de Economia, UFRJ). Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/notas\\_sobre\\_o\\_sistema\\_de\\_defesa\\_da\\_concurrencia\\_no\\_brasil.doc](http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/notas_sobre_o_sistema_de_defesa_da_concurrencia_no_brasil.doc)>. Acesso em: 30/08/2012.

MELLO, M. T. L.; POSSAS, M. L. P. **Direito e Economia na Análise de Condutas Anticompetitivas**. São Paulo: Singular, 2002.

MELO, M.; PEREIRA, C.; WERNECK, H. **Delegation dilemmas and the politics of agency design in new democracies**. 2008. (Manuscript).

MELODY, W. H. Designing utility regulation for twenty-first century markets. In: MILLER, E. S.; SAMUELS, W. J. (Ed.). **An institutionalist approach to public utilities regulation**. East Lansing (MI): Michigan State University, 2002. p. 25-81.

MIGUEL, F. K.; NETO, J. G. **Análise da (In) Viabilidade Econômico-Financeira das UTES Existentes nos Leilões de Energia**. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO, 16., 2011, São Paulo. Anais... São Paulo, 2011.

NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

OLIVEIRA, A. Mercado elétrico: centralizar a gestão de riscos? In: SALGADO, L. H.; MOTTA, R. S. da (Org.). **Regulação e concorrência no Brasil: governança, incentivos e eficiência**. Rio de Janeiro: IPEA, 2007. v. 1, p. 219-248.

OLIVEIRA, A. **Setor elétrico: desafios e oportunidades**. Brasília: CEPAL/IPEA, 2011. (Textos para Discussão CEPAL-IPEA, 33).

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). Disponível em: <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em: 30/01/2013.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OCDE). **Relationship between regulators and competition authorities**. Paris, 1998. (Relatório publicado pelo Comité on Competition Law and Policy da OCDE, em 4 de junho de 1998).

ORTIZ, G. A. **Economia y Estado: crisis y reforma del sector publico**. Madrid: Marcial Pons, 1993.

PENROSE, E. **A teoria do crescimento da firma**. Campinas: UNICAMP, 2006.

PEREIRA, A. F. S. **Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro**. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Campinas, Campinas, 2006.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). **Relatório Anual 2000**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2001.

PINTO JR., H. Q. (Org.). **Economia da Energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Campus, 2007.

PINTO JR, H. Q.; PIRES, M. C. P. **Assimetria de informações e problemas regulatórios**. Brasília: Agência Nacional de Petróleo, 2000.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. (Textos para discussão BNDES, n. 76).

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Modelos de regulação tarifária do setor elétrico. **Revista BNDES**, Rio de Janeiro, v.9, n.6, Jun. 1998.

PIRES, L. F. de A. **Gestão ambiental da implantação de sistemas de transmissão de energia elétrica – Estudo de caso: Interligação Norte/Sul I**. Dissertação (Mestrado em Ciência Ambiental) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2005.

PONDÉ, J.; FAGUNDES, J.; POSSAS, M. **Política de defesa da concorrência e práticas restritivas verticais**. 2001. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2001/artigos/200104158.pdf>>. Acesso em: 10/08/2012.

POSSAS, M.; FAGUNDES, J.; PONDE, J. L. **Defesa da concorrência e regulação de setores de infraestrutura em transição**. ANPEC, dez. 1998. Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/defesa\\_da\\_concorrenci%20e\\_regulacao\\_de\\_setores\\_de\\_infraestrutura\\_em\\_transicao.pdf](http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/defesa_da_concorrenci%20e_regulacao_de_setores_de_infraestrutura_em_transicao.pdf)>. Acesso em: 03/12/2012.

POSSAS, M. L.; PONDE J. L.; FAGUNDES, J. **Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil**: elementos para um quadro conceitual. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997. Disponível em: <<http://www.asegers.org.br>>. Acesso em: 06/09/2012.

ROCHA, M. M. **Integração vertical e incerteza**: um estudo empírico com a indústria petroquímica nacional. 201 f. Tese (Doutorado em Economia) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

SALGADO, L. H. **Rumo a um novo marco regulatório para o gás natural**. Rio de Janeiro: IPEA, 2009. (Texto para discussão).

SANTANA, E.; OLIVEIRA, C. A Estrutura de governança da indústria de energia elétrica: uma análise através da economia dos custos de transação. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 4, n. 1, p. 147-178, 2000.

SAPPINGTON, D.; STIGLITZ, J. E. Information and regulation. In: PUBLIC Regulation. London: MIT Press, 1987. p. 3-4.

SILVA, E. L. da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzinato, 2001.

SILVEIRA, J. P. **Regulação de monopólios e defesa da concorrência**: um estudo sobre a indústria de gás natural no Brasil. 165 p. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

SOARES, J. B. **Formação de preços de gás natural no Brasil**: impacto de incentivos econômicos na substituição interenergética e na cogeração em Tegime *Topping*. Tese (Doutorado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SOUZA, F. J. R. **A geração termelétrica**: a contribuição das térmicas a gás natural liquefeito. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Campinas, Campinas, 2009.

SWANN, D. **The retreat of the State**: deregulations and privatization in the UK and USA. New York: Harvester Wheatsheaf, 1988.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE, 2011.

TREBING, H. M. Analyzing public utilities as infrastructure in a holistic setting – the new challenge for public policy. In: SICHEL, W.; ALEXANDER, D. L. (Ed.). **Networks, infrastructure and the new task for regulation**. Boston: The University of Michigan Press, 1996.



VARIAN, H. R. **Microeconomia**: princípios básicos. Rio de Janeiro: Campus, 1994.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. **Economics of regulation and antitrust**. 2. ed. Cambridge: The MIT Press, 1995.

WEYMAN-JONES, T. Problems of yardstick regulation in electricity distribution. In: BISHOP, M.; KAY, J.; MAYER, C. (Org.). **The regulatory challenge**. Oxford: Oxford University Press, 1995.

WEYMAN-JONES, T. Problems of yardstick regulation in electricity distribution. In: BISHOP, M.; KAY, J.; MAYER, C. (Org.). **The regulatory challenge**. Oxford: Oxford University Press, 1995.

WILLIAMSON, O. E. **The economic institutions of capitalism**: firms, markets, relational contracting. New York: Free Press, 1985.

WILLIAMSON, O. E. Comparative Economic Organization: the Analysis of Discrete Structural Alternatives. **Administrative Science Quarterly**, Ithaca, v. 36, n. 2, p. 269-296, 1991.

WILLIAMSON, O. E. **The economic of governance**. American Economic Review, v. 95, Papers and Proceedings, p. 1-18, 2005.